

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
CAMPUS DE CURITIBA
CURSO DE ENGENHARIA INDUSTRIAL ELÉTRICA ÊNFASE AUTOMAÇÃO

GUILHERME GRAZZIOTIN BONGIOLO
TIAGO ANDRÉ DE MIRANDA

***SMART GRID* E PLC: UMA ANÁLISE DA REGULAÇÃO EUROPEIA
E DESENVOLVIMENTO DE UM SISTEMA SIMPLES DE
INTEGRAÇÃO DESTAS TECNOLOGIAS**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

CURITIBA
2013

GUILHERME GRAZZIOTIN BONGIOLO
TIAGO ANDRÉ DE MIRANDA

**SMART GRID E PLC: UMA ANÁLISE DA REGULAÇÃO EUROPEIA
E DESENVOLVIMENTO DE UM SISTEMA SIMPLES DE
INTEGRAÇÃO DESTAS TECNOLOGIAS**

Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação, apresentado a disciplina de TCC 2, do curso de Engenharia Industrial Elétrica Ênfase Automação do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), como requisito parcial para obtenção do título de graduação.

Orientador: Prof. Dr. Winderson Eugenio dos Santos

CURITIBA
2013

Guilherme Grazziotin Bongioio
Tiago André de Miranda

Smart Grid e PLC: Uma análise da regulação europeia e desenvolvimento de um sistema simples de integração destas tecnologias

Este Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação foi julgado e aprovado como requisito parcial para a obtenção do Título de Engenheiro Eletricista, do curso de Engenharia Industrial Elétrica: Automação do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Curitiba, 11 de setembro de 2013.

Prof. Paulo Sergio Walenia, Esp.
Coordenador de Curso
Engenharia Industrial Elétrica: Automação

Prof. Marcelo de Oliveira Rosa, Dr.
Coordenador dos Trabalhos de Conclusão de Curso
de Engenharia Industrial Elétrica: Automação do DAELT

ORIENTAÇÃO

Winderson Eugenio dos Santos, Dr.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Orientador

BANCA EXAMINADORA

Joaquim Eloir Rocha, Dr.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Roberto Cesar Betini, Dr.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Roger Gules, Dr.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

A folha de aprovação assinada encontra-se na Coordenação do Curso de Engenharia Industrial Elétrica:
Automação

RESUMO

BONGIOLO, Guilherme Grazziotin; DE MIRANDA, Tiago André. **Smart Grid e PLC: Uma análise da regulação europeia e desenvolvimento de um sistema simples de integração destas tecnologias**. 2013. 153 f. Monografia (Engenharia Industrial Elétrica: Automação) – Curso de Graduação, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2013.

A rede elétrica está em relativa estagnação tecnológica há anos. Com essa estagnação, a rede mantém vários problemas que diminuem sua eficiência, além de falhas de segurança que permitem furtos de energia, causam falhas no fornecimento de energia, e só são reconhecidas por denúncias da população. Com o intuito de continuar a melhoria da rede, automatizando-a e possibilitando a geração de novos serviços relativos a esta surge a tecnologia Smart Grid. Esta tecnologia já se encontra em forte desenvolvimento na Europa e nos EUA e por comodidade aos autores, tomou-se como referência a Europa para o desenvolvimento desta análise. No decorrer deste trabalho foram analisada a situação da regulação do Smart Grid na Europa e o modo como a comunicação dentro desta nova rede será realizada, com foco na tecnologia PLC. A partir de casos de uso determinados pelo União Europeia, um protótipo de uma rede elétrica de distribuição com a incorporação de várias funcionalidades inteligentes foi desenvolvido, sendo usada a tecnologia PLC para realizar a comunicação. Este trabalho mostra por meio do protótipo como as novas redes elétricas serão dinâmicas e que o PLC é uma tecnologia de comunicação viável para o Smart Grid.

Palavras-chave: Redes elétricas. Smart Grid. PLC. União Europeia. Protótipo.

ABSTRACT

BONGIOLO, Guilherme Grazziotin; DE MIRANDA, Tiago André. **Smart Grid and PLC: An European regulation analysis and development of a simple system of integration of this technologies**. 2013. 153 f. Monografia (Engenharia Industrial Elétrica: Automação) – Curso de Graduação, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2013.

The electric grid is in relative technological stagnation for years. With this stagnation, the grid keeps several problems, which decrease the efficiency, and security failures, which allow energy thefts, cause faults in the power supply, and are only acknowledged by population complaints. With the aim of further improving the grid, automating it and allowing the creation of new services related to it, arises the technology known as Smart Grid. This technology can already be found in Europe and USA and for the convenience of the authors, the European situation was taken as reference for this analysis. During this work the situation of the Smart Grid regulation in Europe was analysed and the way the communication inside this new grid will be performed, focusing in the technology known as PLC. From use cases determined by the European Union, a distribution grid prototype with the incorporation of many smart functions was developed, using the technology PLC to perform the communication. This bachelor thesis shows, through the prototype, how the new electric grids will be dynamic and that PLC is a viable communication technology for the Smart Grid.

Keywords:Electrical grids. Smart Grid. PLC. European Union. Prototype.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Infraestrutura das Redes Inteligentes	20
Figura 2 - Medidor Eletrônico	22
Figura 3 - Usina Virtual.....	26
Figura 4 - Tarifa Flexível	29
Figura 5 - Serviços auxiliares oferecidos por carros elétricos	33
Figura 6 – FDM e OFDM.....	38
Figura 7 - Funcionamento do PLC	39
Figura 8 – Modulação.....	40
Figura 9 - Evolução das Redes Europeias	44
Figura 10 – Elementos chave de um sistema energético sustentável.....	45
Figura 11 - Serviços Smart.....	52
Figura 12 - Domínios do <i>Smart Grid</i>	55
Figura 13 - Plano <i>Smart Grid</i>	56
Figura 14 – Interoperabilidade.....	57
Figura 15 – Arquitetura.....	58
Figura 16 - Arquitetura de medição inteligente.....	60
Figura 17 - Exemplo de Plugs	62
Figura 18 – Níveis de segurança associados aos domínios e zonas	64
Figura 19 - Consumo de Energia	65
Figura 20 - Geração de Eletricidade.....	66
Figura 21 - Mapa de investimentos	67
Figura 22 – Protótipo.....	81
Figura 23 - Módulo de saída de relés.....	85
Figura 24 - Modem PLC Fritz! Powerline 500E	86
Figura 25 - Interface para a concessionária	89
Figura 26 - Interface para o prosumidor	91
Figura 27 - Esquemático de ligação sem cargas.....	93
Figura 28 – Conexão entre os relés	95
Figura 29 - Conexão de um computador à rede de dados	96
Figura 30 - Conexão do segundo computador à rede de dados	97
Figura 31 - Conexão à rede elétrica	98
Figura 32 - Montagem final sem carga.....	99
Figura 33 - Esquemático de ligação com duas cargas.....	100
Figura 34 - Montagem para duas cargas	101
Figura 35 - Esquemático de ligação com três cargas.....	102
Figura 36 - Montagem com carga total.....	103
Figura 37 – Esquemático de ligação com três cargas e transformadores	104
Figura 38 - Montagem com carga total e transformadores.....	105
Figura 39 - Situações das chaves (sem carga)	108
Figura 40 – Situações das chaves (duas cargas).....	110
Figura 41 - Situação das chaves (carga total)	113
Figura 42 - Associação dos SLs com as DPCs	149

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Chavemento dos caminhos (sem carga)	116
Gráfico 2 - Chavemento dos caminhos (duas cargas)	117
Gráfico 3 - Inserção de duas cargas no circuito	118
Gráfico 4 - Chaveamento dos caminhos (carga total)	119
Gráfico 5 - Inserção de três cargas no circuito	119
Gráfico 6 – Tempos médios de transmissão	121
Gráfico 7 - Tempos médios de transmissão com transformadores	122

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Especificações do Modem PLC	87
Quadro 2 - Configuração da rede TCP/IP	88
Quadro 3 - Estados predefinidos (sem carga)	107
Quadro 4 - Estados predefinidos (duas cargas)	109
Quadro 5 - Estados predefinidos (carga total)	112
Quadro 6 – Comparação geral de tecnologias de comunicação (conclusão)	139
Quadro 7 – Comparação técnica de tecnologias de comunicação (conclusão)	142
Quadro 8 - Sistemas e casos de usos.....	143
Quadro 9 - Lista de casos de usos (conclusão)	148

LISTA DE SIGLAS

3GPP	Third Generation Partnership Project
AM	Ante Meridiem
AMI	Advanced Metering Infrastructure
ASN	Access Service Network
AWS	Advanced Wireless Services
BPL	Broadband Over Power Lines
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CDMA	Code Division Multiple Access
CEM	Customer Energy Management
CGEE	Centro de Gestão e Estudos Estratégicos
CSN	Connectivity Service Network
DER	Distributed Energy Resources
DNS	Domain Name System
DPC	Data Protection Classes
DR	Demand Response
DSL	Digital Subscriber Line
DSO	Distribution System Operator
DSSS	Direct Sequence Spread Spectrum
DSTP	Data Socket Transfer Protocol
EMG	Energy Management Gateway
ETSI	European Telecommunications Standards Institute
EU	European Union
EUA	Estados Unidos da América
EV-DO	Evolution – Data Optimized
FCC	Federal Communications Commission
FDM	Frequency Division Multiplex
GMSK	Gaussian Minimum Shift Keying
GSM	Groupe Spécial Mobile
HES	Head End System
HSPA	High Speed Packet Access
HTTP	Hypertext Transfer Protocol
ICT	Information and Communication Technology
ID	Identity Document
IMT	International Mobile Telecommunications
IP	Internet Protocol
ISM	Industrial, Scientific and Medical Band
LNAP	Local Network Access Point
MS-DOS	Microsoft Disk Operating System
NNAP	Neighborhood Network Access Point
OFDM	Orthogonal Frequency Division Multiplex
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PCS	Personal Communication Services
PLC	Power Line Communication
PM	Post Meridiem
RF	Rádio Frequência
RPC	Ripple Control
SL	Security Level

SMCG	Smart Meter Coordination Group
SMO	Single Market Operator
SG	Smart Grid
SGIS	Smart Grid Information Security
SIN	Sistema Interligado Nacional
TCP	Transmission Control Protocol
TE	Tarifa de Energia
TSO	Transmission System Operator
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
UMTS	Universal Mobile Telecommunications System
UTFPR	Universidade Tecnológica Federal do Paraná
V2G	Vehicle to Grid
VPN	Virtual Private Network
VPP	Virtual Power Plant
ZEM2ALL	Zero Emissions Mobility to All

LISTA DE ACRÔNIMOS

ANATEL	Agência Nacional de Telecomunicações
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CAPEX	Capital Expenditure
CEN	Comité Européen de Normalisation
CENELEC	Comité Européen de Normalisation Électrotechnique
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
EDGE	Enhanced Data rates for Global Evolution
EPRI	Electric Power Research Institute
ESCO	Energy Service Company
ESO	European Standards Organization
FACTS	Flexible Alternating Current Transmission Systems
FLISR	Fault Location Isolation and Service Restoration
GIS	Geographic Information System
LAN	Local Area Network
LED	Light Emitting Diode
MID	Measuring Instruments Directive
MIMO	Multiple Input Multiple Output
NIST	National Institute of Standards and Technology (Instituto dos Estados Unidos da América)
OPEX	Operational Expenditure
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SGCG	Smart Grid Coordination Group
SISO	Single Input Single Output
TIC	Tecnologia de Informação e Comunicação
TOGAF	The Open Group Architecture Framework
VAR	Volt Ampere Reativo
WAMS	Wide Area Measurement System
WAN	Wide Area Network

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	11
1.1 DELIMITAÇÃO DO TEMA	12
1.2 PROBLEMAS E PREMISSAS	13
1.3 OBJETIVOS	15
1.3.1 Objetivo Geral	15
1.3.2 Objetivos Específicos	15
1.4 JUSTIFICATIVA	15
1.5 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS	16
1.6 ESTRUTURA DO TRABALHO	17
2 SMART GRID	19
2.1 GRUPOS DE TECNOLOGIAS INCORPORADAS À REDE	21
2.1.1 Medição Eletrônica	21
2.1.2 Comunicação	23
2.1.3 Sensoriamento	23
2.1.4 Sistemas de Computação	24
2.2 VANTAGENS	24
2.2.1 Flexibilidade da Rede	25
2.2.2 Qualidade do Fornecimento, Segurança e Confiança	27
2.2.3 Empoderamento do Consumidor	28
2.2.4 Eficiência	30
2.2.5 Impacto Ambiental	31
2.2.6 Carros Elétricos	32
2.3 DESAFIOS	34
2.3.1 Privacidade	34
2.3.2 Segurança de Dados	34
2.3.3 Interoperabilidade	35
3 TECNOLOGIA PLC	37
3.1 HISTÓRICO	37
3.2 FUNCIONAMENTO	38
3.3 VANTAGENS	40
3.4 DESVANTAGENS	41
3.5 REQUISITOS PARA SMART GRID	42
4 SITUAÇÃO EUROPEIA	44
4.1 EVOLUÇÕES DAS REDES ELÉTRICAS	44
4.2 MEDIDAS DE IMPLANTAÇÃO	45
4.3 PAPEIS E RESPONSABILIDADES DOS ATUADORES	48
4.3.1 Operadores da Rede	48
4.3.2 Usuários da Rede	49
4.3.3 Mercado de Energia	50
4.3.4 Fornecedores de Tecnologias, Produtos e Serviços	50
4.3.5 Influenciadores	50
4.3.6 Troca de Informações	52
4.4 SITUAÇÃO TÉCNICA	53
4.4.1 Arquitetura	53
4.4.2 Casos de Usos	59
4.4.3 Infraestrutura de Medição Avançada	59
4.4.4 Carros Elétricos	61
4.4.5 Segurança e Privacidade	63

4.5 SITUAÇÃO ATUAL	64
4.5.1 Motivação	65
4.5.2 Investimentos	66
4.5.3 Itália.....	67
4.5.4 Dinamarca	68
4.5.5 Alemanha	68
4.5.6 França	70
4.5.7 Smart City.....	70
4.5.8 Dificuldades.....	72
5 SITUAÇÃO BRASILEIRA.....	74
5.1 MOTIVAÇÕES	74
5.2 REGULAÇÃO.....	74
5.2.1 Estrutura de tarifas	75
5.2.2 Medidores eletrônicos	75
5.2.3 Geração distribuída	76
5.2.4 PLC	76
5.3 PROJETOS	77
6 EXPERIMENTO	79
6.1 DESCRIÇÃO DO EXPERIMENTO.....	79
6.2 MATERIAIS UTILIZADOS	84
6.2.1 Módulos de saída	85
6.2.2 Modems PLC.....	86
6.3 REDE DE DADOS.....	87
6.4 PROGRAMAÇÃO COM LABVIEW	89
6.5 MONTAGEM	92
6.6 TESTES	105
6.6.1 Testes das simulações.....	106
6.6.2 Testes sem carga.....	107
6.6.3 Testes com duas cargas	109
6.6.4 Testes com três cargas	111
6.6.5 Testes com três cargas e transformadores	114
6.7 RESULTADOS E DISCUSSÕES	114
6.7.1 Simulações.....	114
6.7.2 Injeção de energia pelo DER.....	115
6.7.3 Conexão entre os computadores	116
6.7.4 Velocidade de transmissão	120
7 CONCLUSÃO	124
REFERÊNCIAS.....	127
ANEXOS	138

1 INTRODUÇÃO

O uso da eletricidade trouxe para o homem uma gama de possibilidades que levaram, levam e continuarão levando-o a grandes melhorias em sua qualidade de vida. Com a sua utilização a humanidade cresceu, produziu mais, viveu melhor e desenvolveu mais tecnologias do que nunca.

Segundo Leão (2009, p. 9), a forma de se ver a eletricidade foi revolucionada por Thomas Alva Edison com a invenção da lâmpada elétrica no ano de 1879. A energia elétrica se tornou um bem comercial quando Edison criou a primeira usina de geração elétrica do mundo no ano de 1882, sendo esta em corrente contínua.

Nikola Tesla entrou em confronto com as ideias de Edison ao apontar a ineficiência da corrente contínua para sistemas de potência. Ao desenvolver o sistema polifásico e inventar os motores de indução e síncrono, foram estabelecidos argumentos para uma nova forma de transmissão de energia elétrica, a transmissão por corrente alternada (VUJOVIC, 1998).

Em 1888, George Westinghouse Jr. comprou a patente do motor trifásico de Tesla e o contratou para juntos transformarem em realidade a forma de transmissão trifásica com tensão alternada (GUIMARÃES, 2009). Esta forma de transmissão foi popularizada por Westinghouse e tornou-se o padrão mundial.

Após esse período de desenvolvimento houve várias melhorias nas redes elétricas, as quais abrangeram a geração, a transmissão, a distribuição e o consumo. Entre estas melhorias se destacam um aumento na segurança e na qualidade de energia, além de um crescimento dos índices de confiabilidade (probabilidade dos equipamentos realizarem suas funções requeridas por um determinado período de tempo) e de manutenibilidade (facilidade de realizar manutenção) resultando numa maior disponibilidade (probabilidade do sistema estar operando adequadamente quando requisitado) do sistema elétrico de potência (GUIMARÃES, 2009).

Porém, mesmo após tantas evoluções ainda existem problemas a serem solucionados tais como o furto de energia, fugas de corrente, as imprecisões dos medidores analógicos e das leituras de medição, assim como a falta de um controle efetivo na geração distribuída principalmente com relação ao fluxo de potência.

Com o intuito de solucionar os problemas apontados acima e modernizar a rede elétrica, a rede *Smart Grid* está em desenvolvimento sustentada na automatização do sistema elétrico de potência (CAMARGO, 2009).

1.1 DELIMITAÇÃO DO TEMA

Em 2010 a União Europeia por meio da sua força tarefa para *Smart Grids* (European Union (EU) Commission Task Force for Smart Grids) publicou um conceito próprio para o *Smart Grid*, o qual pode ser visto a seguir.

O *Smart Grid* é uma rede elétrica, na qual se incorpora tecnologias de sensoriamento, monitoramento e tecnologias da informação e telecomunicações, visando utilizar eficientemente a energia, considerando o comportamento e ações dos usuários conectados a ela, incluindo geradores, consumidores, e aqueles que pertencem aos dois grupos ao mesmo tempo. Desta forma, automatiza-se a rede e se garante um sistema de potência sustentável e economicamente eficaz com poucas perdas e alto nível de segurança (EUROPEAN UNION COMMISSION TASK FORCE FOR SMART GRIDS, 2010, p. 6).

É esperado que este sistema seja amplamente adotado, assim se tornando necessário determinar padrões abrangendo todas as áreas da rede elétrica. Isso envolve aspectos tais como a segurança das redes, a automação da distribuição e das subestações e até as formas de comunicação entre dispositivos e medidores eletrônicos ligados na rede.

A União Europeia, desde 2009, realiza reuniões com o intuito de discutir as tecnologias, além de analisar e determinar quais normas técnicas devem ser tomadas como referência para o *Smart Grid*. O primeiro conjunto de padrões que podem ser utilizados nesta tecnologia foi liberado no fim de 2012 (EU COMMISSION TASK FORCE FOR SMART GRIDS, 2010).

Em todo caso existe a necessidade de determinar a tecnologia de comunicação entre os componentes desta rede. Entre as formas de comunicação possíveis para o *Smart Grid* se encontram as tecnologias *Power Line Communication* (PLC), *Wireless* (Comunicação de dados sem fio) e rede celular (VIEIRA; GRANATO, 2011).

A tendência aponta para um sistema de comunicação composto por um mix dessas tecnologias com seus nós de rede supervisionados por um sistema de gerência dedicado (VIEIRA; GRANATO, 2011). Visto que tecnologia de comunicação

pela rede elétrica (PLC) é considerada por muitos como a mais adequada para *Smart Grid*, está será a abordada neste trabalho.

A primeira tecnologia de comunicação em redes de alta tensão já começou a ser desenvolvida em 1920, sendo inicialmente restrita à comunicação de voz. Por sua vez, a primeira técnica desenvolvida para transmissão de dados via rede elétrica foi o *Ripple Control* (RPC) em 1930, a qual era utilizada para tarefas simples, tais como acionamento de iluminação e o controle de carga (FERREIRA, 2007).

Nos anos 80 foram feitos estudos visando um maior entendimento das características da rede elétrica e sua capacidade como canal de comunicação, além de surgir o primeiro protótipo de um modem (DOWNEY; SUTTERLIN, 1999). Na década de 90 foram desenvolvidos sistemas capazes de fornecer comunicação de forma bidirecional através da rede de distribuição (FERREIRA, 2007).

Na tecnologia PLC, surgida teoricamente no final dos anos 90, os cabos elétricos são usados como meio de transmissão e, do ponto de vista residencial, a instalação elétrica se comporta como uma rede de dados onde cada tomada é um ponto de conexão à rede (JATOBÁ, 2007), possibilitando aplicações de automação residencial.

Segundo Feliciano (2008, p. 6), do ponto de vista das concessionárias, os benefícios de comunicação bidirecional com o usuário final através da rede elétrica seriam telemetria, gerenciamento de demanda, controle de dispositivos remotamente, entre outros.

Como se pode observar, o *Smart Grid* e o PLC são complementares. Logo como essas tecnologias tendem a evoluir e serem utilizadas conjuntamente, ambas serão tratadas neste trabalho.

1.2 PROBLEMAS E PREMISSAS

A pergunta principal que rege este trabalho é:

- Qual é a situação da regulação da tecnologia *Smart Grid* na Europa?

Esta pergunta, embora simples, exige um conhecimento amplo antes de ter sua resposta alcançada e assim se tornou base para este trabalho.

Para se chegar a essa resposta, precisa-se responder a muitas outras perguntas antes, algumas que surgem da essência da tecnologia, tais como:

- O que é o *Smart Grid*?

- O que o *Smart Grid* envolve?
- Como funciona o *Smart Grid*?
- Quais os requisitos para a sua implantação?
- Quais as vantagens que sua utilização apresenta?
- Quais os desafios que ainda devem ser superados?

Outras perguntas surgem referentes às tecnologias complementares ao *Smart Grid*. Como já apresentado, neste trabalho será abordada a tecnologia de comunicação PLC e algumas das perguntas que são formuladas sobre ela são parecidas com as citadas anteriormente, tais como:

- O que é a tecnologia PLC?
- Como funciona o PLC?
- Por que integrar o PLC com a rede *Smart Grid* (Vantagens e desvantagens)?

Enquanto outras perguntas são mais técnicas e específicas desta tecnologia, mas ainda com grande importância:

- Qual a taxa de transferência de dados encontrada com a tecnologia PLC?
- Qual a variação da velocidade máxima com a variação da distância?
- Qual a distância máxima que ela suporta?
- Quais os custos para sua implantação?

Baseando-se na norma europeia e respondendo a tais perguntas durante o trabalho, os autores esperam abrir caminho para a pergunta inicial. Já com a resposta desta pergunta, espera-se encontrar situações em que a aplicação do *Smart Grid* seja de extrema eficiência e situações em que sua eficiência seja questionável.

Ao final, espera-se que tanto os autores como os leitores possuam uma ampla visão sobre as tecnologias e suas aplicações na Europa.

1.3 OBJETIVOS

A partir do que foi apresentado se estabeleceu os objetivos geral e específicos.

1.3.1 Objetivo Geral

Estudar a situação da regulação da tecnologia *Smart Grid* na Europa e montar um sistema prático simples com a tecnologia de comunicação PLC simulando alguns casos de uso¹ propostos pela União Europeia para estarede inteligente.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Compreender as tecnologias *Smart Grid* e PLC;
- Estudar a viabilidade das tecnologias *Smart Grid* e PLC acopladas;
- Estudar a situação da regulação do *Smart Grid* na Europa;
- Testar a tecnologia existente para PLC;
- Desenvolver um protótipo integrando as tecnologias *Smart Grid* e PLC, tomando como base casos de uso propostos pela União Europeia;
- Investigar os resultados deste protótipo.

1.4 JUSTIFICATIVA

Atualmente os dois maiores mercados mundiais de energia, os Estados Unidos e o Bloco Europeu, já integram parcialmente suas redes de transmissão e distribuição à sistemas de automação (NÓBREGA, 2012). Por escolha dos autores, este trabalho levará em conta apenas a situação vigente na União Europeia e apenas esta será abordada a partir de agora.

¹Caso de uso é definido como um conjunto de possíveis diálogos entre um ator individual e o sistema. De modo genérico, ele mostra as formas de usar uma determinada funcionalidade de um sistema (FIRESMITH, 1999).

De acordo com a EUComission Task Force for Smart Grids(2010, p.4), o uso do *Smart Grid* na Europa se fundamenta nas suas políticas energéticas, as quais refletem os desejos do povo, tais como uma maior sustentabilidade e menor agressão ao meio ambiente. Estas políticas estabelecem novos conceitos e evoluções no uso da energia elétrica,entre as quais se destacam o aumento do uso de fontes de energia renovável e o uso de cogeração.

Atualmente já é possível identificar várias experiências bem sucedidas de geração distribuída com a venda do excedente da energia gerada, as quais seriam otimizadas com a automação da rede elétrica de potência. Os principais exemplos de geração distribuída, segundo o KEMA (2012, p. 1), se encontram na Alemanha e na Espanha, com a utilização de painéis fotovoltaicos ou turbinas eólicas.

O Bloco Europeu, embora possua vários projetos que são úteis para a tecnologia *Smart Grid*, ainda está definindo conceitos, arquitetura e as normas de referência referentes à automação de suas redes elétricas. Para tantoeste realiza periodicamente reuniões com o intuito de regulamentar e padronizar os sistemas *Smart Grid*.

Além disso, a tecnologia PLC foi escolhida como forma de comunicação a ser trabalhada neste projeto. Esta é considerada como a mais apta para transmitir dados para o *Smart Grid*, já que utiliza a infraestrutura das redes elétricas pré-existentes (FELICIANO, 2008) e a fiação elétrica atinge 97% dos domicílios brasileiros (KNIGHT, 2009).

O conhecimento e a compreensão dos princípios norteadores das decisões tomadas pela União Europeia na área do *Smart Grid*, além do conhecimento adquirido na aplicação de um hardware utilizando a tecnologia PLC, podem representar uma importante contribuição ao setor nacional de energia elétrica que ainda carece de evoluções nesta área.

1.5 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

Visando atingir os objetivos apresentados, as seguintes etapas serão seguidas:

ETAPA I: Adquirir conhecimentos básicos pertinentes ao *Smart Grid* e ao PLC a partir de pesquisas realizadas em artigos, monografias e sites;

ETAPA II: Estudar a situação do *Smart Grid* na Europa baseando-se nas reuniões realizadas pela EU Commission Task Force For Smart Grids nas conclusões divulgadas em seu site oficial;

ETAPA III: Pesquisar o funcionamento do PLC em monografias, artigos, sites, *datasheets* de modems pré-existent;

ETAPA IV: Levantar dados práticos da tecnologia existente para PLC utilizando modems atuais, referentes à suas limitações, capacidades e possíveis problemas;

ETAPA V: Desenvolver uma aplicação integrando *Smart Grid* e PLC, baseado em uma utilização prática destes.

1.6 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho será composto de sete capítulos e cinco anexos além dos elementos pré e pós-textuais. O primeiro capítulo se destina à introdução sendo subdividido em tema, delimitação do assunto tratado, objetivos da pesquisa, justificativa, procedimentos metodológicos, embasamento teórico e estrutura do trabalho, todos estes tratados de forma sucinta.

O segundo capítulo será dedicado ao embasamento teórico referente ao *Smart Grid* abordando seu conceito, suas funções e suas vantagens e desvantagens.

O terceiro capítulo será teórico como o segundo, porém dedicado ao estudo da tecnologia PLC.

O quarto capítulo será dedicado ao estudo da regulação do *Smart Grid* na Europa, analisando sua evolução, os atuadores, a arquitetura e sua situação atual.

O quinto capítulo será dedicado ao estudo da situação do *Smart Grid* em território brasileiro, dedicado principalmente ao estado da regulação.

O sexto capítulo remeterá ao desenvolvimento da aplicação da tecnologia PLC no contexto *Smart Grid* contendo os materiais e métodos utilizados, assim como uma discussão sobre os resultados encontrados.

O sétimo capítulo irá conter as considerações finais obtidas através do desenvolvimento do trabalho.

Os anexos irão conter comparações entre tecnologias de comunicação, os sistemas do *Smart Grid*, os casos de usos, ou seja, as funcionalidades que se

espera que o *Smart Grid* possua no âmbito União Europeia e informações sobre segurança e privacidade do *Smart Grid* na Europa.

Os elementos pré e pós-textuais serão trabalhados de acordo com a norma estabelecida pela UTFPR.

2 SMART GRID

Como já abordado na delimitação do tema, o sistema elétrico proposto por Tesla e Westinghouse não foi muito modificado desde sua implantação. Segundo Falcão (2009, p. 2), as maiores modificações impostas na rede após o primeiro modelo vigente foram o aumento da capacidade produzida por usinas geradoras, o aumento da tensão nominal dos sistemas de transmissão para atendimento de unidades consumidoras localizadas longe destas, a integração de sistemas isolados visando um aumento da segurança e disponibilidade, além de um grande progresso nas áreas de proteção e controle de sistemas.

Entretanto, várias tecnologias nas áreas de comunicação e tecnologia de informação surgiram nesse período e estas não foram incorporadas às redes elétricas tradicionais. Com a criação do conceito de *Smart Grids* espera-se uma mudança desta mentalidade.

De acordo com a EU Commission Task Force for Smart Grids (2010, p. 6) e Bocuzzi (2012, p. 1), o *Smart Grid* é um conjunto de tecnologias disponíveis para modernizar e aprimorar a rede elétrica atual. Estas tecnologias abrangem tecnologias de sensoriamento, monitoramento, tecnologia da informação e telecomunicações, visando à utilização eficiente da energia, considerando o comportamento e ações dos usuários conectados a elas, incluindo geradores, consumidores, e aqueles que pertencem aos dois grupos ao mesmo tempo: os prosumidores².

Desta forma, automatiza-se a rede e se garante um sistema de potência sustentável, economicamente eficaz, com poucas perdas e com alto nível de segurança. Também se gera uma mudança no paradigma inicialmente proposto por Tesla e Westinghouse, onde o consumidor deixa de ser apenas capaz de consumir e passa a poder produzir energia e decidir sobre sua forma de consumo ou venda.

² Prosumidor é o consumidor que, além de consumir, produz energia (CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group (SMGC), 2012c). No Brasil este consumidor é conhecido por acessante de geração (COPEL, 2006).



Figura 1- Infraestrutura das Redes Inteligentes
Fonte: Adaptado de CEN-CENELEC-ETSI Joint Working Group on Standards for Smart Grids (2011a, p.1)

A Figura 1 mostra como será a infraestrutura da rede elétrica no futuro. Nesta evolução da rede elétrica haverá a possibilidade de geração de energia de várias fontes renováveis e por vários atuadores. As usinas de grande porte continuarão existindo, como as usinas hidrelétricas, usinas eólicas e usinas solares. Porém haverá a possibilidade dos consumidores gerarem e armazenarem sua energia, por meio de pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), painéis fotovoltaicos, células a combustível. Além disso, todos os participantes estarão conectados entre si, fazendo parte da mesma rede de informações, a qual será monitorada por centros de gerenciamento de dados. Este centro enviará e receberá informações dos atuadores da rede, permitindo a adoção das melhores práticas pelos operadores para os outros atuadores, principalmente no quesito de fornecimento de energia e monitoramento das condições da rede.

De acordo com Côrtes, Bonacin e Rohrich (2010, p.25), desta maneira haverá um agregado de várias redes de energia e várias companhias de geração, monitoradas por um centro de gerenciamento de dados. Um grande número de operadores trabalhará para garantir a comunicação e coordenação entre todos os elementos da rede. Esta nova rede trará uma maior conectividade, automação e coordenação entre todos os atuadores.

2.1 GRUPOS DE TECNOLOGIAS INCORPORADAS À REDE

Segundo o Grupo de Trabalho de Redes Elétricas Inteligentes (2012, p. 23), as tecnologias, que serão incorporadas a rede elétrica, estão divididas em quatro grandes blocos: medição eletrônica, comunicação, sensoriamento e computação.

2.1.1 Medição Eletrônica

A medição eletrônica será utilizada de várias formas nesta rede, desde o controle de perdas, planejamento e operação da rede, até a oferta de novos serviços para os consumidores finais por meio dos medidores eletrônicos (ex: acesso a medição de dados, controle de consumo, entre outros) (GRUPO DE TRABALHO DE REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES, 2012).

Um dos equipamentos mais importantes dentro da medição eletrônica é o medidor inteligente, considerado fundamental para implantação das tecnologias

Smart Grid no mundo, pois por meio deste os consumidores e as concessionárias poderão se comunicar, enviando e/ou recebendo informações detalhadas sobre o consumo de energia, além de criar novas oportunidades de serviços para os consumidores. Várias empresas em todas as partes do mundo estão fabricando seus medidores, com destaque para a General Electric e a Landis+Gyr. A Figura2 mostra o modelo E23A da Landis+Gyr.



Figura2 - Medidor Eletrônico
Fonte: Landys+Gyr

Através deles, as concessionárias gerenciarão informações sobre o sistema em tempo real e de forma remota, possibilitando um aprimoramento do planejamento das atividades relativas à rede (VIDINICH, 2008³apudCÔRTEZ; BONACIN; ROHRICH, 2010). Além disso, novos serviços poderão ser oferecidos aos consumidores e novas possibilidades de controle poderão ser utilizadas, como a suspensão e religamento do fornecimento de energia e medição do consumo remotamente (GRUPO DE TRABALHO DE REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES, 2012), fator este que acarretará em uma diminuição de gastos com deslocamentos.

Já os consumidores passarão a ter uma capacidade muito maior dentro das redes elétricas devido aos novos medidores. Eles passarão a receber um grande número de informações e poderão utilizá-las para realizar um melhor gerenciamento do seu consumo, característica que será mais bem explorada na sequência do presente trabalho.

³ VIDINICH, Ricardo. Smart Grid e a modernização da infraestrutura do Setor Elétrico. In: Fórum Latino-Americano de Smart Grid, 1, 2008, São Paulo. **Apresentações...** Disponível em: <http://www.rpmbrasil.com.br/smartgrid2008/ricardo_vidinich.pdf>.

Um ponto interessante, segundo Bocuzzi (2012, p. 2), será as novas aplicações oferecidas por empresas com relação aos medidores eletrônicos, um exemplo seria a sincronização de eletrodomésticos de acordo com sinais tarifários, como uma geladeira que buscasse se refrigerar nos horários mais baratos.

2.1.2 Comunicação

Ribeiro (2011, p.4) indica que a comunicação tem um papel muito importante nesta nova rede. Equipamentos instalados na rede ou dentro das próprias unidades consumidoras trocarão informações sobre seus status através do uso de tecnologias de comunicação, valendo o destaque para PLC e ZigBee. Nos Anexos A e B, entre as páginas 136 e 140, encontram-se os Quadros 6 e 7, onde se comparam várias formas de comunicação. No Quadro 6 é feita uma comparação mais geral, abordando quesitos como padrões técnicos, como usar no *Smart Grid*, vantagens e fraquezas. Já no Quadro 7 é feita uma comparação mais técnica abordando pontos como uso geral, intervalo de frequência, largura de banda, capacidade de cobertura, custo, pico de taxa de transmissão dados de um usuário e maturidade de tecnologia. Segundo o Grupo de Trabalho de Redes Elétricas Inteligentes (2012, p. 25), possivelmente as concessionárias permitirão o uso de um mix de tecnologia de comunicações.

Esta comunicação deverá ser realizada bidirecionalmente entre cliente e concessionária. As novas funcionalidades dos medidores eletrônicos, abordadas na seção anterior, só poderão ser implantadas se este tipo de comunicação for vigente (GRUPO DE TRABALHO DE REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES, 2012).

Além disso, um enorme esforço deve ser feito para permitir a interoperabilidade entre aparelhos de mesmos ou diferentes fabricantes, permitindo que estes se comuniquem entre si e evitando a formação de monopólios. Este assunto será abordado novamente neste trabalho na seção 2.3.3.

2.1.3 Sensoriamento

Sensores serão instalados em toda rede realizando a captura de informações sobre o estado da rede e as enviando para as concessionárias, as quais realizarão uma tomada de decisão baseadas nestes dados (GRUPO DE TRABALHO DE

REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES, 2012). Segundo Kao (2012, p.5), na maior parte dos casos serão instalados transdutores para que as concessionárias, além de medir, possam agir remotamente. Os parâmetros que serão medidos e/ou controlados serão (KAO, 2012):

- Básicos, como tensão, corrente, temperatura, umidade e fases;
- Monitoramento e controle remoto de bancos de capacitores;
- Monitoramento de transformadores;
- Temperatura da linha de alta tensão;
- Condições do tempo;
- Geração distribuída para balanceamento da carga;
- Armazenamento de energia
- Medições de parâmetros da casa para aplicações *smarts*.

2.1.4 Sistemas de Computação

Por último, mas não menos importantes são os sistemas de computação. Estes se localizarão em centros de controle, processarão os dados recebidos e os transformarão em informações úteis para que o operador saiba o que deverá ser feito (RIBEIRO, 2011).

2.2 VANTAGENS

Apesar das redes elétricas atuais já contarem com algumas tecnologias *smart* incorporadas a ela, tal como o medidor eletrônico, a principal diferença entre estas e as redes inteligentes é a capacidade de lidar com uma maior complexibilidade de uma maneira eficiente e efetiva.

Outros pontos também tidos como vantagens são: uma maior flexibilidade da rede, uma maior qualidade, segurança e confiabilidade no fornecimento, entre outros, os quais serão discutidos a seguir.

2.2.1 Flexibilidade da Rede

Hoje a energia elétrica segue praticamente o mesmo caminho concebido há anos atrás. Ela é gerada por usinas de grande porte, é transportada por redes de transmissão e distribuição e chega ao consumidor para ser consumida. O controle das redes é feito normalmente por uma central, fator que torna a obtenção de energia restrita às concessionárias de energia (CÔRTEZ; BONACIN; ROHRICH, 2010).

Uma novatendência de geração surge neste ponto e é a chamada geração distribuída. Segundo Lewis (2012), este tipo de geração corresponde a fontes geradoras de pequeno e médio porte conectadas diretamente ao sistema de distribuição, localizadas perto do consumidor final ou até mesmo em seu domicílio (ex: miniturbinas eólicas, células fotovoltaicas).

Da expansão do conceito de geração distribuída surgem as microrredes. Nestas um grupo de geradores distribuídos e os usuários desta energia são vistos como um subsistema elétrico pela concessionária. Estas unidades de geração distribuída operam normalmente conectadas ao sistema de uma concessionária, podendo tanto comprar ou vender energia. Em caso de problemas na rede, estas microrredes podem se desconectar da concessionária e operar no modo de ilha até restabelecimento das condições normais da operação. Caso seja necessário, também podem fornecer serviços ancilares, ou seja, garantir a estabilidade e qualidade da energia distribuída no sistema. Dentro destas microrredes existem equipamentos, tais como baterias, para armazenamento de energia (FALCÃO, 2009).

Com a descentralização da rede elétrica estes geradores distribuídos serão gerenciados pelas *Virtual Power Plants* (VPPs) ou usinas de energia virtual. A Figura 3 mostra um exemplo de usina virtual, onde vários geradores se conectam a uma estrutura central, a qual é a usina virtual. Esta usina virtual é uma estrutura de controle central que irá conectar, controlar e visualizar o trabalho destes geradores, possibilitando com que a energia produzida seja injetada de acordo com a demanda e com a vontade (NICONOWICZ; MILEWSKI, 2012). Como é possível ver na Figura 3, os geradores poderão possuir várias tecnologias, alimentando a rede como um todo, um consumidor específico ou as microrredes.



Figura3 - Usina Virtual
Fonte: EPRI (2010, p.2)

Além disso, as fontes de energia renováveis passarão a receber um maior número de investimentos na pesquisa visando a sua utilização nas novas redes inteligentes. Entre estas fontes renováveis, destacam-se:

- Biomassa;
- Energia hidroelétrica;
- Energia eólica;
- Energia fotovoltaica;
- Armazenamento de energia: grande parte das fontes apresentadas anteriormente produzirá energia intermitentemente devido às condições climáticas, portanto um sistema de armazenamento deverá ser utilizado para aumentar a eficiência deste tipo de geração. Tanto os consumidores finais quanto os produtores poderão ter este tipo de equipamento que existirão em vários formatos, como baterias, central elétrica reversível, entre outras (CÔRTEZ; BONACIN; ROHRICH, 2010).

2.2.2 Qualidade do Fornecimento, Segurança e Confiança

A confiabilidade da rede será aprimorada devido aos sensores e o sistema de monitoramento, os quais possibilitarão uma autorrecuperação do sistema. Essa é a capacidade do sistema de detectar, analisar, responder e restaurar falhas automaticamente na rede, prevenindo ou limitando a dispersão dos distúrbios e diminuindo o tempo de restauração da rede (GALVIN; YEAGER, 2009⁴ *apud* FALCÃO, 2009).

Um exemplo da autorrecuperação seria um sensor que detectou uma interrupção do fornecimento de energia e enviou esta informação para o sistema de distribuição da companhia, a qual irá automaticamente encontrar uma forma alternativa de reiniciar o fornecimento de energia através de outra fonte de energia e isolar o problema. Dessa maneira, os consumidores serão afetados o mínimo possível, reduzindo o tempo de restauração de horas para segundos (PICA; VIEIRA; DETTOGNI, 2011).

Outro fator que afetará os níveis de segurança e confiança do suprimento serão as microrredes⁵. Através delas se busca garantir uma distribuição local, um gerenciamento mais simples do sistema e uma estabilidade do sistema como um todo (EU COMMISSION..., 2010).

A qualidade de suprimento também aumentará com a criação de tarifas flutuantes. Um exemplo dessa tarifa é a cobrança de um preço mais caro nos momentos de maior demanda, possibilitando uma diminuição da carga de pico (EU COMMISSION..., 2010).

Outras medidas que afetarão esses parâmetros são uma medição da satisfação do usuário com os serviços recebidos pelo mesmo e a facilidade na manutenção de equipamentos através de um controle remoto sobre eles (EU COMMISSION..., 2010).

⁴ GALVIN, Robert; YEAGER, Kurt. *Perfect Power: How the Microgrid Revolution Will Unleash Cleaner, Greener and More Abundant Energy*, New York: McGraw-Hill, 2009.

⁵ Vide seção 2.2.1.

2.2.3 Empoderamento⁶ do Consumidor

A instalação dos medidores inteligentes trará grandes benefícios aos consumidores. A partir deles, a participação do consumidor em relação ao serviço de distribuição de energia irá aumentar e conseqüentemente isto revolucionará a relação consumidor e concessionária. Segundo o EU Commission Task Force (2011a, p.18), o consumidor passará a receber pelo medidor vários tipos de informações dos participantes do mercado, como:

- Consumo de energia ativa e reativa;
- Indicadores de qualidade de tensão e continuidade de fornecimento de energia;
- Informações relacionadas ao preço de acordo com o tempo de uso e com a demanda;
- Quais fontes de energia estão atuando em determinado instante e os respectivos preços da energia;
- Acompanhamento da geração de energia no seu próprio domicílio, caso exista;
- Quantidade de energia sendo importada e exportada da residência (opcional);
- Notícias informando sobre interrupções de energia;
- Informações sobre o consumo dos eletrodomésticos em sua casa.

Desta maneira, eles terão um maior poder sobre seu fornecimento de energia, a qual pode ser vindoura de uma ou mais concessionárias ou de seu próprio domicílio, além de poder gerenciar da forma como melhor entender o seu consumo de energia, assim como opinar sobre a qualidade da energia proveniente das concessionárias (EU COMMISSION..., 2011a). Um fato interessante é que estudos realizados comprovam que apenas a capacidade do consumidor monitorar seu consumo de energia em tempo real leva a uma redução do seu consumo entre 20 e 30% (BUBNIAK, 2011).

⁶ Empoderamento é dar poder a alguém para realização de uma tarefa sem precisar da permissão de outras pessoas (VALOURA, 2006).

Com esta possibilidade de enviar informações ao consumidor as concessionárias poderão realizar o gerenciamento pelo lado da demanda. Este é conceituado como mecanismos para gerir o consumo de eletricidade, possibilitando que os usuários ajustem seu consumo a partir de algum estímulo vindo da concessionária e deem uma resposta de acordo com a demanda (CÔRTEZ; BONACIN; ROHRICH, 2010).

Um dos principais estímulos vindo das concessionárias para encorajar os consumidores a mudarem seus hábitos de consumo é a tarifação (EU COMMISSION..., 2010). Um exemplo deste gerenciamento é a situação da tarifação no Brasil. Hoje esta é fixa para os consumidores residenciais e comerciais, mas a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) já apresenta uma proposta de tarifação para ser adotada com o *SmartGrid*. Na Figura4 pode se observar como a esta nova tarifa (tarifa branca) ficará em relação a convencional.



Figura4 - Tarifa Flexível
Fonte: Nóbrega (2012, p.15)

Conforme é visto na Figura4, na modalidade da tarifa branca existe uma diferença de preços de acordo com os postos de horários, sendo estes preços determinados a partir da tarifa convencional. Entre 22h01min de um dia e 16h59min do outro a tarifa será mais barata, custando 50% do valor da tarifa convencional. Já entre 17h00min e 17h59min e entre 21h00min e 21h59min a tarifa será intermediária, custando 150% do valor da tarifa convencional. No horário de pico, definido pela ANEEL como das 18h00min até 20h59min, a energia será mais cara, custando 250% do valor da tarifa convencional. Esta medida fará com que o

consumo fora do horário de pico seja estimulado, levando a uma queda da carga de pico, aumento da qualidade do fornecimento de energia e conseqüentemente, como afirmam Côrtes, Bonacin e Rohrich (2010, p. 37), uma economia nos investimentos para infraestrutura, causados pela desnecessidade de aumento na capacidade instalada e pelas mudanças na estrutura de distribuição.

Outra forma de estímulo vinda da concessionária será a oferta de novos tipos de contratos. Um exemplo seria uma modalidade pré-paga de energia, a qual funcionaria como o sistema de telefonia pré-pago, ou seja, o consumidor só receberá e usará energia enquanto possuir créditos (MORAES, 2012).

Além disso, os consumidores poderão acessar e gerenciar ao medidor remotamente através de *smartphones* ou computadores, utilizar aplicações de automação residencial com o medidor sendo usado como interface e, caso queiram, os dados poderão ser disponibilizados em um display dentro da residência (EU COMMISSION..., 2010).

2.2.4 Eficiência

No Brasil, assim como no mundo inteiro, existem problemas de perdas de energia de dois tipos: perdas não técnicas, referentes à energia consumida e não faturada; e perdas técnicas, referentes à quantidade de energia elétrica dissipada na prestação de serviços entre a geração de energia e o consumo final. A mitigação destas perdas representa a essência da busca pela eficiência energética (GRUPO DE TRABALHO DE REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES, 2012).

As perdas energéticas não técnicas podem ocorrer por meio de furtos (os “gatos”) ou fraudes (ligações irregulares ou alterações das características dos medidores) na rede elétrica. No Brasil, estas perdas representam 17% do total de energia produzida, superando em quase duas vezes a média mundial (TRIFONOV, 2011). Setti (2012) afirma que estas instalações ilegais causam um rombo de R\$ 8,1 bilhões de reais anualmente, contabilizando os impostos não cobrados e as perdas de distribuição. Estes fatores dificultam a regularização do fornecimento e a cobrança adequada do serviço de energia elétrica aos consumidores.

Esta evolução da rede elétrica permitirá um melhor sistema de controle e gerenciamento permitindo, através de um maior monitoramento e controle do fluxo de potência, uma identificação dos motivos de perdas de energia (EU

COMMISSION..., 2010). Este tipo de atividade será realizada por sistemas de medição localizados no alto dos postes que irão conectar as leituras das diversas unidades consumidoras e registrar o fluxo de energia, identificando facilmente os furtos de energia (GRUPO DE TRABALHO DE REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES, 2012).

Segundo o Grupo de Trabalho de Redes Elétricas Inteligentes (2012, p. 111), a simples mudança dos medidores analógicos para eletrônicos já traria alguma vantagem contra as fraudes, porque esses possuem sensores que registram a abertura da tampa principal ou o desligamento do medidor.

Já as perdas técnicas que ocorrem na transmissão de energiasão de origem térmica, dielétrica ou magnética. Estas, por sua vez, serão combatidas com as tarifas diferenciadas, pois a diminuição do consumo em horário de pico representará em uma diminuição do carregamento das redes e dos transformadores (GRUPO DE TRABALHO DE REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES, 2012).

Adicionalmente com os novos equipamentos incorporados à rede, a concessionária terá um maior controle e poderá operar e planejar a rede de modo otimizado, reduzindo as perdas técnicas. Um exemplo aqui seria um correto dimensionamento de transformadores.

Entretanto estes novos equipamentos também consumirão energia e isto deverá ser considerado como uma nova modalidade de perdas técnicas. Espera-se que essas novas perdas sejam irrisórias comparadas com a redução das perdas atuais da rede (GRUPO DE TRABALHO DE REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES, 2012).

2.2.5 Impacto Ambiental

Uma questão muito importante para grande parte dos países do mundo é a emissão de gás carbônico. Um exemplo disto é a União Europeia, que já estabeleceu medidas para que estas diminuam até 2020⁷ e o *Smart Grid* é parte fundamental para atingir este objetivo (EUROPEAN COMMISSION, 2012).

Espera-se que com o *Smart Grid* haja uma mudança da matriz energética através da utilização de mais fontes renováveis de energia, uma redução do consumo final, uma popularização do uso da geração distribuída e a incorporação de

⁷ Vide seção 4.2.

carros elétricos na rede. Com aplicação destas medidas é esperada uma diminuição das emissões de gás carbônico e do impacto ambiental, que seria causado pela instalação de novas usinas geradoras de grande porte para aumentar a capacidade instalada ou pelo uso de carros com combustíveis fósseis (EU COMMISSION..., 2011a).

2.2.6 Carros Elétricos

Os carros elétricos são veículos automotivos que possuem baterias para armazenar a energia necessária para movimentá-los. Esta tecnologia diminui a dependência por combustíveis fósseis dos países e assim reduz as emissões de gás carbônico (CONNORS, 2009⁸ apud CÔRTEZ; BONACIN; ROHRICH, 2010).

As baterias destes carros serão constituídas principalmente por lítio com mais de 100 células em série. Elas devem possuir um sistema de gerenciamento para garantir uma operação otimizada e segurança (FOCUS GROUP ON EUROPEAN ELECTRO-MOBILITY, 2011).

Estas baterias poderão ser carregadas com uma bateria externa de corrente contínua (CC) para carregamento rápido ou através de tomadas especiais nos domicílios ou em estações de carregamento (FOCUS..., 2011). A conexão do carro com o sistema é conhecida como *Vehicle to Grid* (V2G).

Uma das vantagens de se carregar a bateria em casa, é que o consumidor poderá, através do medidor eletrônico, ter conhecimento do preço da tarifa no momento em que desejar carregar seu carro, podendo agendar o carregamento do mesmo para um horário fora do horário de pico através de um equipamento de carregamento automático (MORGAN, 2012).

Os carros elétricos ainda poderão trazer benefícios à operação da rede como um todo ou para a rede local ao estarem parados e conectados ao sistema elétrico. Como benefícios locais, estes poderão prover energia para casas ou negócios, estabilizar a tensão local e diminuir ou cortar a demanda de pico através da ejeção de energia de sua bateria para as linhas de energia.

⁸ CONNORS, Chris. Electric cars and the smart grid. Makezine, Sebatopol, 30 mar. 2009, Energy. Disponível em: <<http://blog.makezine.com/2009/04/30/electric-cars-and-the-smart-grid/>>.

Já nos serviços de efeitos mais amplos estão os serviços auxiliares, os quais são usados por operadores para manter a operação da rede confiável. Neste tipo de operação, as interações entre os operadores e os milhões de carros conectados a rede será feita por um agregador. O operador será responsável por enviar comandos de regulação para o agregador que a realizará atuando nos carros conectados (BROOKS, 2002). Na Figura5 podem-se observar os tipos de serviços auxiliares oferecidos pelos carros elétricos:

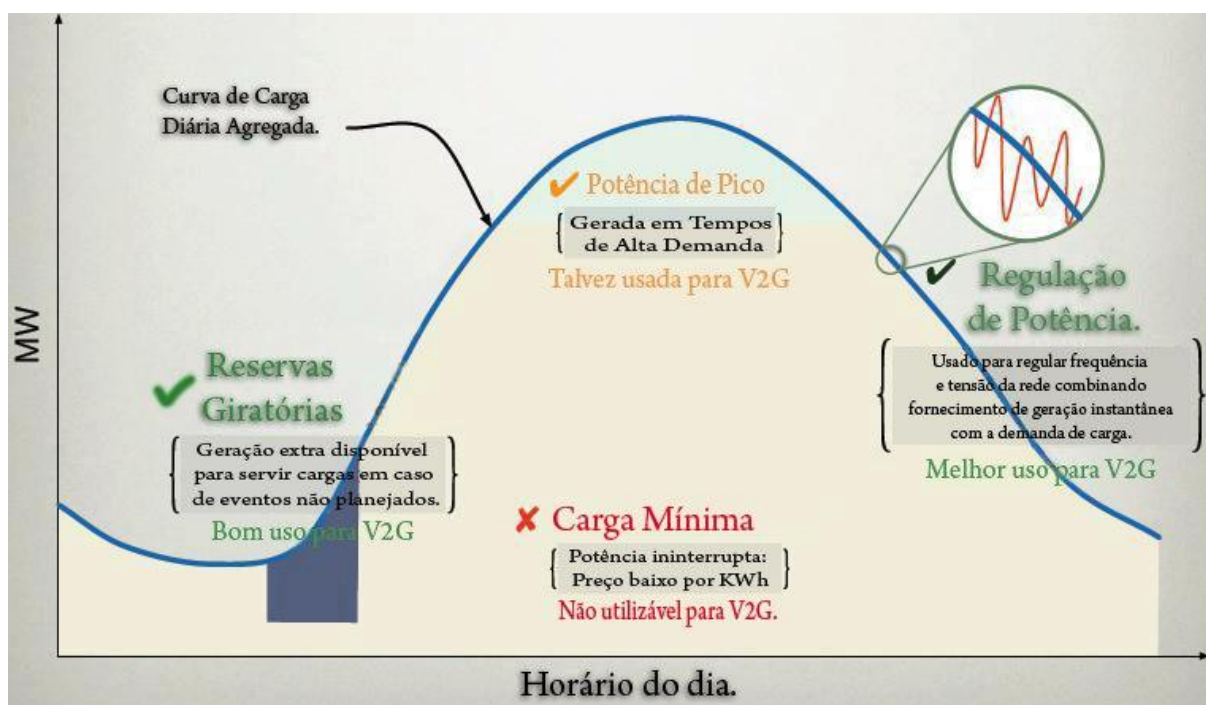


Figura5 - Serviços auxiliares oferecidos por carros elétricos

Fonte: Adaptado de Demay (2013, p. 6)

A Figura5 mostra a curva de carga relativa aos horários do dia e quando os serviços auxiliares, os quais também são oferecidos pelos carros elétricos, seriam mais interessantes ou de extrema eficiência para a rede elétrica. O serviço que melhor se adequa ao V2G é a regulação da energia nos aspectos de frequência e tensão da rede. Esta será feita pela injeção de energia a rede quando necessário. Outros serviços que condizem com o V2G são reservas de energia, as quais podem ser injetadas na rede no caso de eventos inesperados, e a injeção de energia nos horário de pico de carga, causando o rebaixamento da carga neste horário crítico.

Dessa forma, nota-se que os carros elétricos não trazem apenas benefícios para o consumidor final, mas também para a operação da rede, mostrando que este

será uma das novas funcionalidades mais importantes dentro do contexto *Smart Grid*.

2.3 DESAFIOS

Apesar de todas essas inúmeras vantagens, três grandes problemas na área de informação e comunicação podem surgir caso não sejam abordados da maneira correta desde a fase de *design* dos equipamentos do *Smart Grid*. Esses problemas são a questão de segurança, de privacidade e de interoperabilidade (EU COMMISSION..., 2011).

2.3.1 Privacidade

Segundo o Expert Group 2 (2011, p. 27), a privacidade no âmbito das redes inteligentes diz respeito a dados pessoais que circularão pela rede elétrica e que poderiam ser utilizadas de maneira inapropriada ou desautorizada. Estas informações só poderão ser utilizadas ou armazenadas por organizações que tenham a permissão do usuário estabelecida por meio de contratos.

Entre essas informações estão dados correspondentes ao histórico de consumo de determinado consumidor e dados pessoais, os quais poderiam ser utilizados para determinar o cotidiano de uma residência ou estabelecimento por alguém mal-intencionado (EXPERT GROUP 2, 2011).

Segundo o Expert Group 2 (2011, p. 29), para garantir a privacidade os dados devem ser anonimizados e os sistemas de medição devem ser projetados desde o *design* com uma política forte de privacidade.

2.3.2 Segurança de Dados

A segurança do *Smart Grid* deve ser fortalecida, visando impedir o uso desautorizado de informações, as ameaças virtuais e qualquer outra atividade que ameacem a confiabilidade, integridade ou disponibilidade do *Smart Grid*. Isso envolve desde erros técnicos, ataques deliberados e desastres naturais, ou seja, a segurança da rede deve ser aumentada desde uma perspectiva física até a cibernética (EXPERT GROUP 2, 2011).

A perspectiva física inclui desde uma restauração rápida da rede após desastres naturais até uma melhor condição de trabalho para os trabalhadores da linha.

Já com relação a uma perspectiva cibernética, segundo o Expert Group 2 (2011, p. 59), o *Smart Grid* deve ser ao máximo a prova de hackers para, primeiramente, prevenir o acesso às informações transmitidas na rede e principalmente impedir o acesso de pessoas desautorizadas ao sistema de supervisão (*Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA)*) que interconectará todos os componentes do *Smart Grid*. Um acesso a este sistema poderia gerar graves problemas para todos, onde um exemplo crítico seria a interrupção do fornecimento de energia.

Outro problema que deve ser considerado com relação à segurança da rede é uma ameaça sem intenção, como por exemplo, uma atualização malsucedida do sistema ou um operador que se conecte ao sistema com algum aparelho contaminado. Este tipo de situação pode ser evitada com um planejamento constante das atualizações e com treinamentos e exercícios para os trabalhadores mostrando as maneiras corretas de se trabalhar nesta nova realidade (EXPERT GROUP 2, 2011).

2.3.3 Interoperabilidade

Interoperabilidade é, segundo IEC 61580 (2010⁹ apud CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group (SGCG), 2012a), a habilidade de dois ou mais equipamentos do mesmo ou de diferentes fabricantes de trocar informações e usá-las de modo correto. Para isso os equipamentos devem trabalhar com um protocolo público.

Como o *Smart Grid* consistirá de vários equipamentos fabricados por diferentes entidades que devem realizar uma comunicação bidirecional, é necessário que exista uma interoperabilidade dos componentes e de processos adjuntos. Eles devem realizar uma troca considerável de informações e do entendimento relativo a elas, possuir um comportamento consistente com as regras do sistema e operar com um nível de qualidade de serviço (CEN-CENELEC-ETSI SGCG, 2012).

⁹ International Electrotechnical Commission. **IEC 61850-2**: Glossary. Geneva, 2010.

Como abordam Côtres, Bonacin e Rohrich (2010, p. 65), a maneira de se garantir uma interoperabilidade entre os diversos sistemas e componentes do *Smart Grid* é a criação de um modelo de arquitetura. Neste modelo serão analisados casos de usos, as interfaces para cada tipo de interoperabilidade necessária e a respectiva estratégia de segurança digital.

Para que os três desafios aqui apresentados sejam superados, cada país ou conjunto de países devem estudar sua situação referente a regras, padrões de consumo, oportunidades tecnológicas e matrizes energéticas para adaptar o conceito de *Smart Grid* e dessa forma, poder utilizá-lo da melhor maneira possível.

3 TECNOLOGIA PLC

Vários países estão determinando as tecnologias que serão utilizadas para realizar a comunicação de dados entre o medidor eletrônico, equipamentos e a central de controle que irão compor a nova rede elétrica. Dentre elas vale destacar a tecnologia de alta frequência chamada ZigBee, escolhida pelos EUA, e a tecnologia PLC, a qual já regulamentada no Brasil .

3.1 HISTÓRICO

A tecnologia PLC começou a ser utilizada no mundo em 1920, quando foram desenvolvidas ideias de sistemas portadoras para comunicação de voz entre subestações em redes de alta tensão. Esta era uma técnica muito simples, cuja velocidade de transmissão chegava a 9,6 Kbps e a faixa de operação ficava entre 30 a 400 kHz, não existindo métodos de codificação (FACCIONI; TRICHEZ; MACEDO, 2008). Vale destacar que as características do sinal transportador de dados são completamente diferentes das encontradas no sinal de voz.

Já na década de 30 foi criada a primeira técnica que possibilitou a utilização da rede de distribuição para transmissão de sinais de controle. Esta ficou conhecida como *Ripple Control* (RPC), a qual é caracterizada pela utilização de baixas frequências. Esta técnica é unidirecional e utilizada até hoje para, por exemplo, acender a iluminação pública e o controle de carga (FERREIRA, 2007).

Na década de 80 as tecnologias foram aprimoradas e a comunicação passou a chegar em 144 Kbps, trabalhando em frequências de até 500 kHz. Na década seguinte a taxa passou a chegar em 10 Mbps e foram desenvolvidas técnicas de comunicação bidirecional (FACCIONI; TRICHEZ; MACEDO, 2008).

A evolução mais recente da tecnologia PLC é o aumento de sua banda de transmissão. Esta forma de tecnologia recebeu inclusive uma nova designação: BPL (*Broadband over Power Line* ou Banda Larga sobre Linhas de Energia). Através desta tecnologia espera-se que a internet chegue aos usuários por meio das redes de transmissão e distribuição e que a comunicação entre usuários e concessionária seja realizada no âmbito do *Smart Grid* (CASARIN; MARIANO; FILHO, 2007).

Hoje as taxas de comunicação na rede elétrica estão mais elevadas, chegando a valores picos de 224 Mbps, no caso onde o ambiente é o ideal. Este é

difícil de ser encontrado devido aos ruídos, os quais podem ser causados por qualquer tipo de equipamento conectado a rede. Para evitar este tipo de problemas, estudos são realizados visando o aperfeiçoamento de técnicas de modulação, protocolos de comunicação e filtros (FACCIONI; TRICHEZ; MACEDO, 2008).

3.2 FUNCIONAMENTO

Os princípios básicos de funcionamento da tecnologia PLC são as técnicas de modulação e multiplexação.

Conforme Haykin (2001, p. 88), modulação é a técnica que consiste na transformação de um sinal em uma forma adequada para a transmissão através de um determinado meio físico: o canal. No processo de modulação, algum aspecto da onda portadora (a onda por onde o sinal com a informação é transmitido) é modificado de acordo com a mensagem a ser enviada e o receptor recria a mensagem a partir deste sinal modificado recebido.

Já a multiplexação consiste na combinação de vários sinais para transmissão em um mesmo meio físico (FELICIANO, 2008). O equipamento utilizado tanto para a modulação e multiplexação quanto para a demodulação e demultiplexação é o modem. Hoje a maioria das regulações mostra que a tecnologia PLC atual deve utilizar a OFDM (Orthogonal Frequency Division Multiplexing ou multiplexação por divisão de frequência ortogonal) para multiplexação, visando diminuir a interferência nas ondas de rádio (VARGAS et al., 2004).

Esta tecnologia de multiplexação por divisão de frequência ortogonal é baseada na FDM (Frequency Division Multiplexion ou multiplexação por divisão de frequência). No FDM os sinais transmitidos pelos canais se encontram na amplitude zero, como mostrado na metade superior da Figura 6.

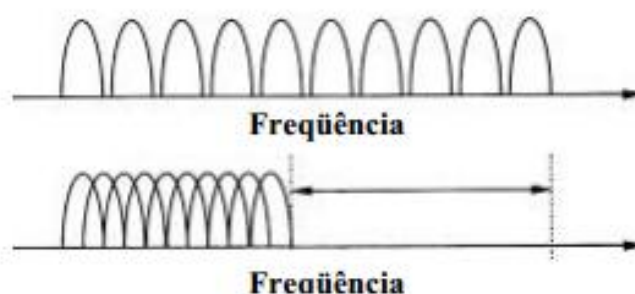


Figura 6 – FDM e OFDM

Fonte: Pinto e Albuquerque (2002, p. 2)

Já na metade inferior da Figura 6 há o exemplo da OFDM. Nela o espaçamento entre cada subportadora vale 90° , ou seja, existe ortogonalidade entre elas. Como é possível notar na Figura 6, para uma mesma quantidade de subportadoras existe uma economia de banda de cerca de 50% para a tecnologia OFDM em comparação com a FDM (PINTO; ALBUQUERQUE, 2002).

As vantagens dessa multiplexação são a resistência à interferência de radiofrequência, pouca distorção causada por caminhos múltiplos, a eficiência e a robustez (FELICIANO, 2008). A desvantagem seria a necessidade de um amplificador de potência para evitar as interferências nas faixas de frequências mais elevadas devido aos harmônicos das portadoras (CASARIN; MARIANO; FILHO, 2007).

A partir destes conceitos de modulação e multiplexação pode-se detalhar o funcionamento total da tecnologia PLC:

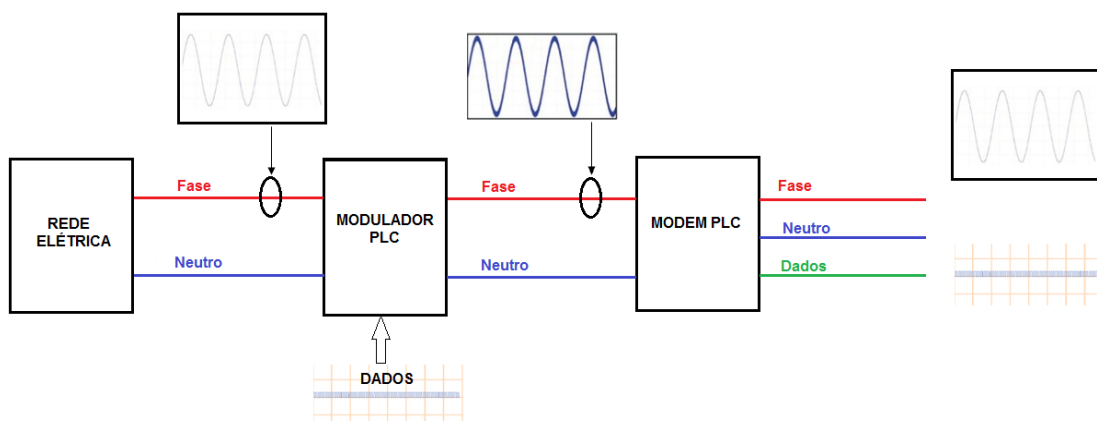


Figura7 - Funcionamento do PLC

Fonte: Cunha (2006, p.21)

Como se vê na Figura 7, a rede elétrica possui um neutro e uma fase transportando a onda senoidal de energia elétrica. Os dados são inseridos no sinal da rede elétrica por meio de um modulador PLC, o qual modula ou multiplexa a senóide original. Este sinal modulado/multiplexado é transportado por toda a rede elétrica até chegar no ponto de recepção desejado. Nesta recepção existe um modem PLC, responsável por realizar a demodulação/demultiplexação do sinal, ou seja, separar a informação da energia. Neste modem existem filtros e processadores

para filtrar esta informação, de forma com que esta chegue ao consumidor com a melhor qualidade possível(CUNHA, 2006).

Já na Figura 8 pode-se ver como a inserção de dados é feita na rede elétrica. Os dados a serem acoplados na rede chegam ao modem PLC, o qual é conectado a anéis de ferrite por meio de fios elétricos. Estes anéis de ferrite envolvem o cabo de energia e assim que os dados vindos do modem são induzidos no ferrite, o cabo de energia também é induzido pelo sinal modulado. Assim o cabo passa a transmitir tanto a informação quanto a energia transmitida. O método de anéis de ferrite é considerado como a técnica mais eficiente para modulação ou multiplexação de dados no PLC (CUNHA, 2006).

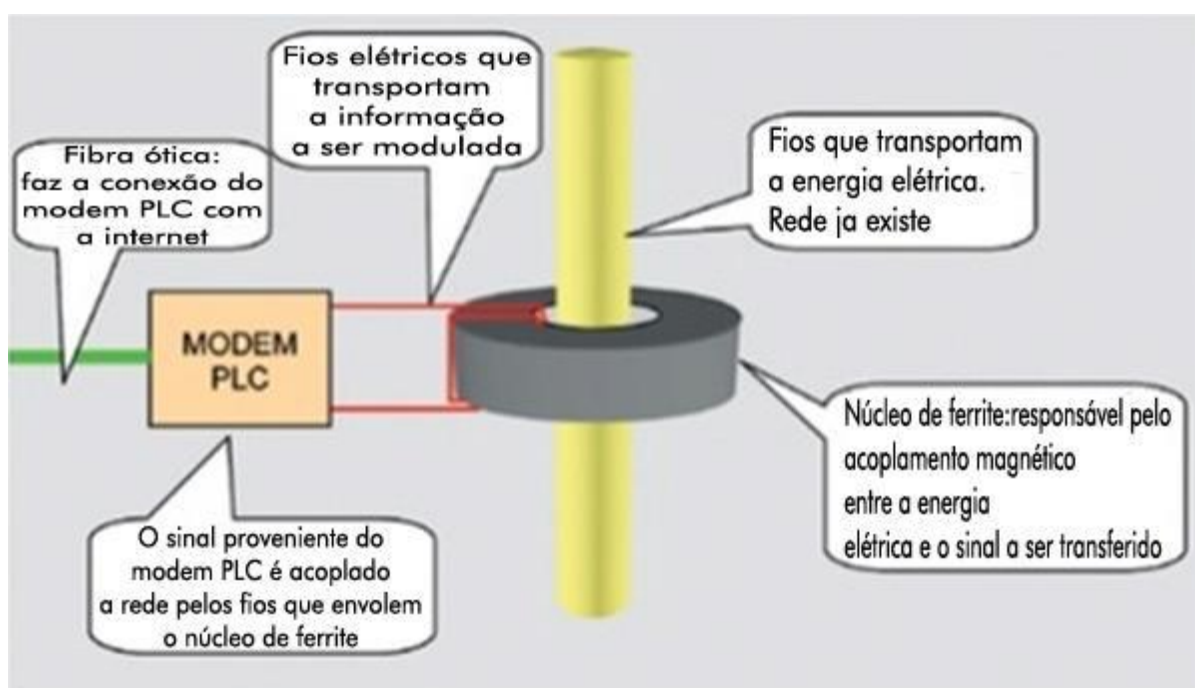


Figura8– Modulação
 Fonte: Cunha (2006, p.22)

3.3 VANTAGENS

A tecnologia PLC é considerada como uma das principais tecnologias de transmissão de dados a ser utilizada como componente do *Smart Grid*, pois nela a transmissão de dados se dá via os cabos elétricos.

Dessa forma, toda a infraestrutura desenvolvida para o fornecimento de energia pode ser usada como base, possibilitando que quase toda a população tenha acesso a esse meio de informações e exigindo investimentos relativamente

pequenos, pois o meio de transmissão de dados já está praticamente todo instalado, além de reduzir os custos de implantação de um canal de comunicação redundante (VARGAS et al., 2004). Outras vantagens do uso do PLC é que ele permite que o sensoriamento seja combinado com a comunicação, deste modo um *transceiver* PLC poderia alternar suas funções entre sensor e modem. Além disto, o fato de que a comunicação ocorre sobre as redes elétricas o controle direto e total desta telecomunicação fica com a concessionária, evitando problemas em países que não possuem uma regulação para este tipo de comunicação (GALLI; SCAGLIONE; WANG, 2011).

3.4 DESVANTAGENS

Apesar das vantagens desta tecnologia, obviamente existem desvantagens no seu uso. Essas desvantagens, de acordo com Vargas et al. (2004, p. 22), dizem respeito principalmente ao fato de que as linhas de potências são um dos meios mais inóspitos à comunicação de dados devido aos vários fatores de interferência, tais como:

- Linhas de transmissão desbalanceadas: fator causador de interferências eletromagnéticas em sistemas de cabos aéreos (CUNHA, 2006);
- Diferença de sistemas: os usuários podem ser monofásicos, bifásicos ou trifásicos e possuem potências instaladas diferentes, o que iria requerer tipos diferentes de atendimento (GRUPO DE TRABALHO POWERLINE, 2004);
- Interferência causada por aparelhos domésticos: aparelhos causam os chamados ruídos impulsivos, que são divididos em (FERREIRA, 2007):
 - Impulso síncrono: é um impulso tonal gerado a cada ciclo alternado e causado por fontes chaveadas. Gera muitos harmônicos na rede;
 - Impulso de alta frequência: causado por motores universais e pelo ato de ligar e de desligar aparelhos;
- Atenuação do sinal de alta frequência: como a rede elétrica não foi construída para transmissão de dados, várias características delas atenuam os sinais em altas frequências. Alguns exemplos deste fator de interferência são a utilização de plásticos na parte encapada da rede

elétrica, a qual cria um efeito capacitivo, e o uso de condutores metálicos, o qual resulta numa queda de tensão na linha e conseqüentemente numa atenuação na tensão do PLC (CUNHA, 2006). A atenuação também varia com a topologia da linha de distribuição, quantidade e tipo de derivações, estado de conservação e a distância a ser percorrida pelo sinal (GRUPO DE TRABALHO POWERLINE, 2004);

- Elementos da rede: alguns elementos bloqueiam a passagem de dados em altas frequências e são fontes de interferência (CUNHA, 2006), como os transformadores de média tensão para baixa tensão, os quais atuam como filtros, sendo necessário a instalação de acopladores de sinais na rede para contornar o transformador (GALLI; SCAGLIONE; WANG, 2011);
- Regulação: países limitam os níveis de emissão de ráiofrequências e as frequências de trabalho, estes fatores requerem que sejam instalados repetidores de sinais PLC em curto espaço, o que acarreta em aumento nos custos de implantação (GALLI; SCAGLIONE; WANG, 2011).

Além destas desvantagens, o próprio PLC causa outros dois tipos de efeitos de interferência (GRUPO DE TRABALHO POWERLINE, 2004):

- Interferência provocada em outros sistemas que compartilham o espectro com os sistemas PLC;
- Interferência causada entre sistemas PLCs em operação ao mesmo tempo, que resulta em taxas de transmissão muito baixas. Este problema causado pelo fato de que os cabos de energia não foram projetados para transmitir dados, já que estes diferem dos cabos Ethernet por não serem trançados e nem diminuírem as emissões de sinais em alta frequência.

Para utilização desta tecnologia uma regulamentação deve ser criada no país para manter alguns parâmetros em níveis aceitáveis, por exemplo, ruídos e radiações eletromagnéticas.

3.5 REQUISITOS PARA SMART GRID

Para que o PLC seja utilizado como tecnologia auxiliar de comunicação para o *Smart Grid* algumas características devem ser satisfeitas, tanto para transmissão em banda larga (nas linhas de transmissão e distribuição) ou de banda estreita (última milha).

Segundo Sadan, Majka e Renz (2012, p. 1), a transmissão de dados sobre a rede elétrica nas linhas de distribuição necessita de banda larga (1,8 até 250MHz), baixa latência e conectividade segura entre duas estações de transmissão. Estas características se devem ao fato de que é necessária uma grande velocidade de transmissão e que a informação chegue o mais rápido possível do emissor para o receptor, pois o sistema será acompanhado em tempo real, sendo que as velocidades de transmissão podem chegar a picos de 10 Mbps em ramos de 500 metros (DOMINIÁK et. al, 2012). No quesito segurança o BPL deve ser instalado em mais de um fase, para que em casos de falha total da fase ele consiga se comunicar por meio da outra fase (SADAN; MAJKA; RENZ, 2012).

Em linhas de transmissão de alta tensão o funcionamento do PLC é melhor, pois neste tipo de linhas não a atenuação é baixa. Entretanto as taxas de transmissão de dados ainda não atingiram uma alta velocidade, sendo que as tecnologias atuais operam sobre linhas até 1100 kV na banda de 40 até 500 kHz transmitindo algumas centenas de kbps. (GALLI; SCAGLIONE; WANG, 2011).

De acordo com Shenoy (2012), no caso da última milha, ou seja, aplicações para os consumidores finais a tecnologia PLC em banda estreita pode ser utilizada, pois não há tanta necessidade de altas velocidades de transmissão para estes propósitos. Neste caso a taxa de transmissão pode ser menor que 10 kbps, a faixa de frequências fica entre 3 e 500 kHz, é utilizada a técnica OFDM para multiplexação. Na Europa, por exemplo, existem os padrões CENELEC para PLC que associam uma faixa de frequência com aplicações (SHENOY, 2012):

- Entre 3 e 95 kHz as aplicações são de utilidades de energia;
- Entre 95 e 125 kHz qualquer aplicação pode ser utilizada;
- De 125 a 140 kHz as aplicações são de sistemas de redes domésticas;
- De 140 a 1485 kHz podem ser instalados sistemas de segurança e alarmes.

4 SITUAÇÃO EUROPEIA

A população europeia busca há um bom tempo uma melhor utilização da energia e um menor impacto ambiental, objetivos estes que são refletidos na evolução das redes elétricas.

4.1 EVOLUÇÕES DAS REDES ELÉTRICAS

Com a implantação do *Smart Grid* nas redes europeias, a nova rede elétrica passará a ser regida sob um novo ideal, acabando com a visão centralizada e tradicional da produção de energia. Isso é possível perceber na Figura 9:

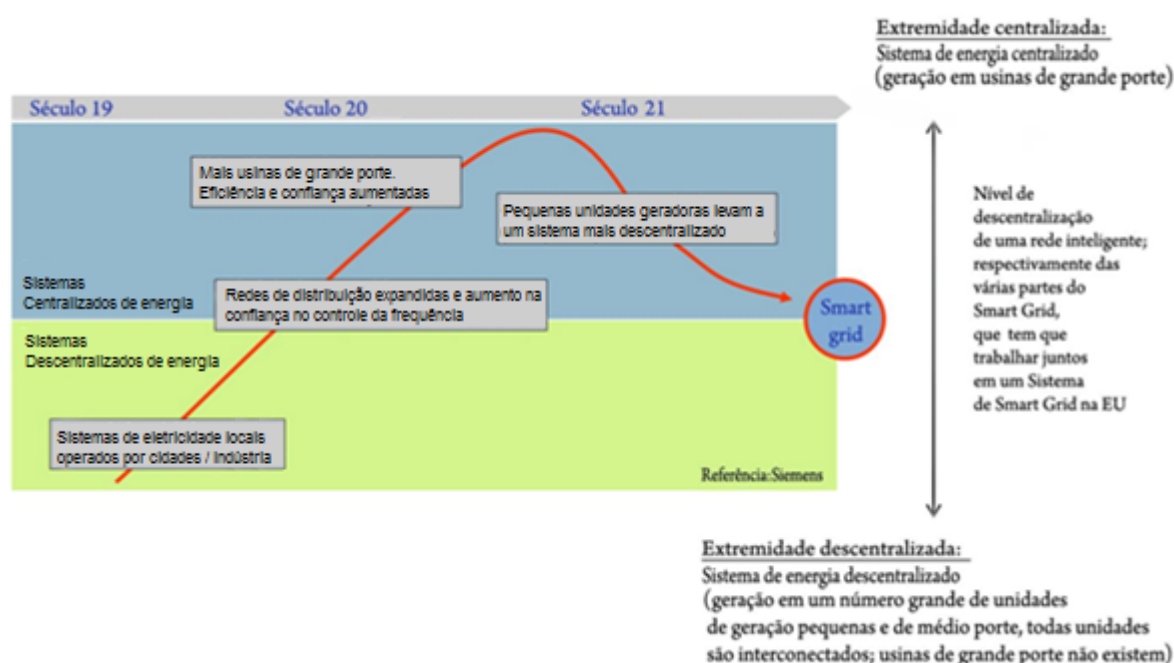


Figura 9 - Evolução das Redes Europeias

Fonte: Adaptado de CEN-CENELEC-ETSI SGCG (2012a, p. 19)

A Figura 9 mostra a evolução das redes de energia europeias, as quais começaram totalmente descentralizadas sendo formadas por várias unidades de geração pequenas a médias espalhadas pelo território europeu. Com o passar dos anos até o fim do século XX, houve uma mudança de mentalidade, representada pela centralização das unidades de geração. Nesta visão a energia é gerada apenas por grandes usinas geradoras e é transmitida para os consumidores finais pelos meios de transmissão e distribuição. A nova visão é um meio termo entre

ossistemas descentralizados e centralizados, onde os papéis dos atuadores se modificarão dinamicamente e haverá uma cooperação interativa entre todos (CEN-CENELEC-ETSI SGCG, 2012a). Dessa forma, as futuras arquiteturas das redes elétricas terão que conseguir suportar ambos os sistemas.

4.2 MEDIDAS DE IMPLANTAÇÃO

Em março de 2006 a European Commission analisou os desafios que teriam que ser enfrentando pela EU nos anos seguintes e definiu que a política energética europeia deveria ser sustentada por três pilares: sustentabilidade, competitividade no mercado interno de energia e segurança de suprimento (CEN-CENELEC-ETSI JOINT WORKING GROUP ON STANDARDS FOR SMART GRIDS, 2011).



Figura10–Elementos chave de um sistema energético sustentável

Fonte: Adaptado de CEN-CENELEC-ETSI Joint Working Group on Standards for Smart Grids (2011, p.8)

Por meio da Figura 10 consegue-se discriminar cada elemento chave de um sistema energético sustentável. Dentro do ponto meio ambiente devem ser realizadas ações com base em preservação da natureza e da vida selvagem, mudança climática e poluição. No quesito segurança de fornecimento, as medidas tomadas devem ser pautadas em disponibilidade de energia primária, confiança e qualidade e capacidade. Já na competitividade do mercado interno de energia, as

medidas devem ser implementadas baseadas em liberalização, inovação e competitividade, além de baixos preços e eficiência. Portanto pode-se perceber que estes pilares energéticos abordam a questão da energia genericamente, porém todos eles são contextualizados dentro dos serviços de energia elétrica.

No ano de 2007 a União Europeia definiu objetivos ambiciosos com relação ao meio ambiente e energia para o ano de 2020. Esses objetivos são chamados de 20-20-20, que representam uma redução de 20% nas emissões de gás carbônico comparado com os níveis de 1990, um aumento no consumo de energia gerada por fontes de energia renováveis em 20% e um aumento de 20% na eficiência energética na EU, além de uma integração das redes elétricas em toda a Europa (EUROPEAN COMMISSION, 2012).

No ano de 2009 a Comissão Europeia desenvolveu documentos e estabeleceu medidas visando atingir os objetivos 20-20-20:

- Terceiro pacote energético¹⁰: obrigou a instalação de medidores inteligentes em pelo menos 80% das casas dos países estados membros da EU até 2020, com objetivo de liberalizar do mercado (CEN-CENELEC-ETSI JOINT..., 2011);
- Diretiva 2009/72/EC: recomendou a instalação de *Smart Grids* na Europa e apresentouos novos papéis de cada atuador nesta nova infraestrutura (EU COMMISSION..., 2010);
- Estabelecimento da Força Tarefa do *Smart Grid* (Smart Grid Task Force SGTF): esta força tarefa tem a função de coordenar os primeiros passos para a implantação do *Smart Grid* em nível europeu, identificar projetos que possam ser úteis nessa tarefa (EUROPEAN COMMISSION, 2010) e para isso criou quatro grupos de especialistas (EUROPEAN COMMISSION, 2010):
 - O primeiro é responsável em coordenar a criação ou atualização das normas técnicas;

¹⁰ Os três pacotes energéticos foram escritos com o propósito de liberalizar o mercado de energia na Europa, ou seja, acabar com o monopólio neste mercado. O primeiro pacote foi lançado em 1996 e foi a primeira tentativa de abrir o mercado interno de eletricidade e gás. Já o segundo foi assinado em 2003 e deu uma liberdade maior aos consumidores de escolherem o seu fornecedor de energia. Já o terceiro pacote parte da mesma premissa, porém considera a questão ambiental (ROKAS, 2009).

- O segundo em desenvolver recomendações de regulamentação de proteção de dados, privacidade e segurança cibernética no ambiente *Smart Grid*;
- O terceiro em criar recomendações para guiar a instalação do *Smart Grid*;
- O quarto em coordenar a inclusão do gás, água na rede *smart*.

Com relação às normas técnicas, no ano de 2011 o mandato M/490 foi outorgado pela EC designando para os três mais importantes órgãos padronizadores europeus: Comité Européen de Normalisation (CEN), Comité Européen de Normalisation Électrotechnique (CENELEC) e European Telecommunications Standards Institute (ETSI), a função de desenvolver uma estrutura da tecnologia *Smart Grid* na Europa.

Essa estrutura contém uma arquitetura técnica de referência, a qual mostra o fluxo de informação entre os domínios e sua integração; um conjunto de padrões consistentes; e processos de padronização sustentáveis, para garantir uma constante evolução dos mesmos junto com a tecnologia e acabar com as lacunas existentes (EUROPEAN COMMISSION, 2011).

O objetivo dessa estrutura é permitir que as *European Standards Organizations* (ESOs) desenvolvam ou atualizem continuamente padrões técnicos na área do *Smart Grid*, dentro do contexto europeu, integrando tecnologias de computação digital e comunicação com as redes elétricas, processos e serviços associados a estas, garantindo assim a interoperabilidade e implantação das funcionalidades *Smart Grid* (EUROPEAN COMMISSION, 2011).

No fim de 2012 os três órgãos padronizadores (CEN, CENELEC e ETSI) lançaramem seu site oficial quatro documentos referentes à estrutura do *Smart Grid*, abordando:

- Arquitetura de referência;
- Primeiro conjunto de padrões consistentes com a tecnologia;
- Processos sustentáveis;
- Padrões investigados na área de segurança de informações e privacidade de dados.

4.3 PAPEIS E RESPONSABILIDADES DOS ATUADORES

Antes de se discutir sobre uma questão mais técnica, vale lembrar que a implementação desse novo conceito só será possível com a participação ativa de todos os atuadores envolvidos nesta nova infraestrutura. Segundo o EU Commission Task Force(2011a, p. 5), os participantes são divididos nas seguintes categorias:

- Operadores de rede;
- Usuários da rede;
- Outros atuadores

4.3.1 Operadores da Rede

Os operadores da rede são responsáveis em operar, construir, realizar manutenção e planejar as redes de transmissão e distribuição de energia (EU COMMISSION..., 2011a). Estes operadores são divididos em duas classes, os *Transmission System Operators*(TSOs) e os *Distribution System Operators* (DSOs), ou seja, operadores dos sistemas de transmissão e de distribuição respectivamente. Os TSOs devem conectar e manter conectados todos os usuários no nível de transmissão, além dos DSOs dentro de sua área de controle (EUROPEAN PARLIAMENT, 2009; EU COMMISSION..., 2011a).

Os DSOs devem operar, manter e, caso necessário, desenvolver o sistema de distribuição em uma determinada localidade. Com estas ações busca-se garantir uma capacidade de administrar a distribuição de energia de acordo com a demanda, manter a estabilidade da rede, possibilitar a integração de geradores no nível de distribuição com a VPP e tratar os dados transmitidos de acordo com protocolos de privacidade e segurança (EUROPEAN PARLIAMENT, 2009). Portanto os DSOs terão grandes desafios com a implantação do *Smart Grid* (EU COMMISSION..., 2011a).

A interação entre estes dois operadores de rede possivelmente irá crescer, pois haverá uma maior troca de dados entre ambos para realização de um maior gerenciamento e controle do sistema. A tendência aponta que várias tecnologias de comunicação sejam utilizadas simultaneamente, portanto para que haja a cooperação entre estes dois tipos de operadores, os padrões de comunicação utilizados nesta comunicação devem ser consistentes, harmoniosos e compatíveis.

4.3.2 Usuários da Rede

Os usuários de rede são subdivididos em outras categorias(EU COMMISSION..., 2011a):

- Geradores: geram eletricidade, contribuem para o controle da potência reativa e da tensão, além de fornecerem informações relevantes para o mercado de energia.São representados tanto por grandes usinas geradoras como por pequenas unidades de geração distribuída;
- Instaladores: são responsáveis pelo *design*, instalação e manutenção dos sistemas para todos os tipos de propósitos, desde os industriais até os domésticos. Essas atividades incluem a instalação das *Information and Communication Technology* (ICT), ou seja, Tecnologias de Informação e Comunicação (TIC), da iluminação elétrica, dos cabos de energia, dos sistemas de controle e gerenciamento, dos equipamentos de controle de segurança e contra incêndio,dos sistemas de proteção de luzes, dos sistemas de geração de energia de emergência e dos sistemas de energia renováveis;
- Consumidores: consumidores finais ou vendedores a varejo de eletricidade. Terão o papel aumentado devido ao novo modelo de resposta de acordo com a demanda e uma maior interatividade com a rede. Serão classificados dentre as seguintes subcategorias:
 - Industrial: grandes consumidores de energia;
 - Predial: caracterizada por prédios e/ou condomínios privados ou de negócios;
 - Residencial: inclui também usuários rurais;
 - Companhias de transporte: consumidores de eletricidade que operam/trabalham com sistemas de transportes;
- Fornecedores: possuem uma conexão com a rede e contrato de acesso com os TSOs e DSOs. Estes usuários irão prover novos serviços, como informação em tempo real, serviços de eficiência energética e tarifas dinâmicas visando à resposta do lado da demanda, ou seja, permitindo com que os consumidores gerenciem a energia consumida da melhor maneira possível;

- Varejistas: entidades responsáveis pela venda de energia elétrica, podendo este ser um fornecedor.

4.3.3 Mercado de Energia

O mercado de energia sofrerá uma grande mudança, devido principalmente às tarifas flutuantes e à geração distribuída. Um exemplo dessa mudança é a utilização do medidor eletrônico pelo consumidor para escolher quem proverá a energia para seu uso em determinado momento do dia, podendo até mesmo ser ele próprio (EU COMMISSION..., 2011a).

4.3.4 Fornecedores de Tecnologias, Produtos e Serviços

Os equipamentos da rede elétrica fornecidos para os usuários irão continuar evoluindo e irão realizar funções não existentes anteriormente, pois um novo nível de inteligência será incorporado a eles. Dessa forma, novos modelos de negócios e ofertas de serviços evoluirão enquanto os atuadores poderão tirar vantagens das informações que receberão. Podem-se exemplificar esses modelos de negócios com a determinação pelo consumidor de quais informações que o fornecedor da tecnologia pode ter acesso, ou ainda, a troca de concessionária pelo usuário sem a troca do medidor eletrônico.

Outro ponto interessante neste novo cenário são os carros elétricos e seus serviços relacionados (ex: carregamento da bateria), os quais serão possivelmente fornecidos pelos TSOs e DSOs (EU COMMISSION..., 2011a).

4.3.5 Influenciadores

Os influenciadores, os órgãos que influenciarão a rede, são classificados em (EU COMMISSION..., 2011a):

- Usuários da rede: recebem a eletricidade e é quem opinará sobre as características da rede;
- Reguladores: definem a estrutura do mercado e as tarifas, monitoram o funcionamento e desempenho do mercado de energia e tomam medidas caso alguma irregularidade seja feita;

- Órgãos de padronização: definem padrões para todos os elementos relevantes e componentes da rede, visando uma harmonização dos serviços e redução dos custos de produção;
- Autoridades nacionais de legislação: definem a legislação e as métricas para áreas como meio ambiente, social e econômica;
- Setor financeiro: provê o capital para que outros atuadores invistam em projetos.

4.3.6 Troca de Informações

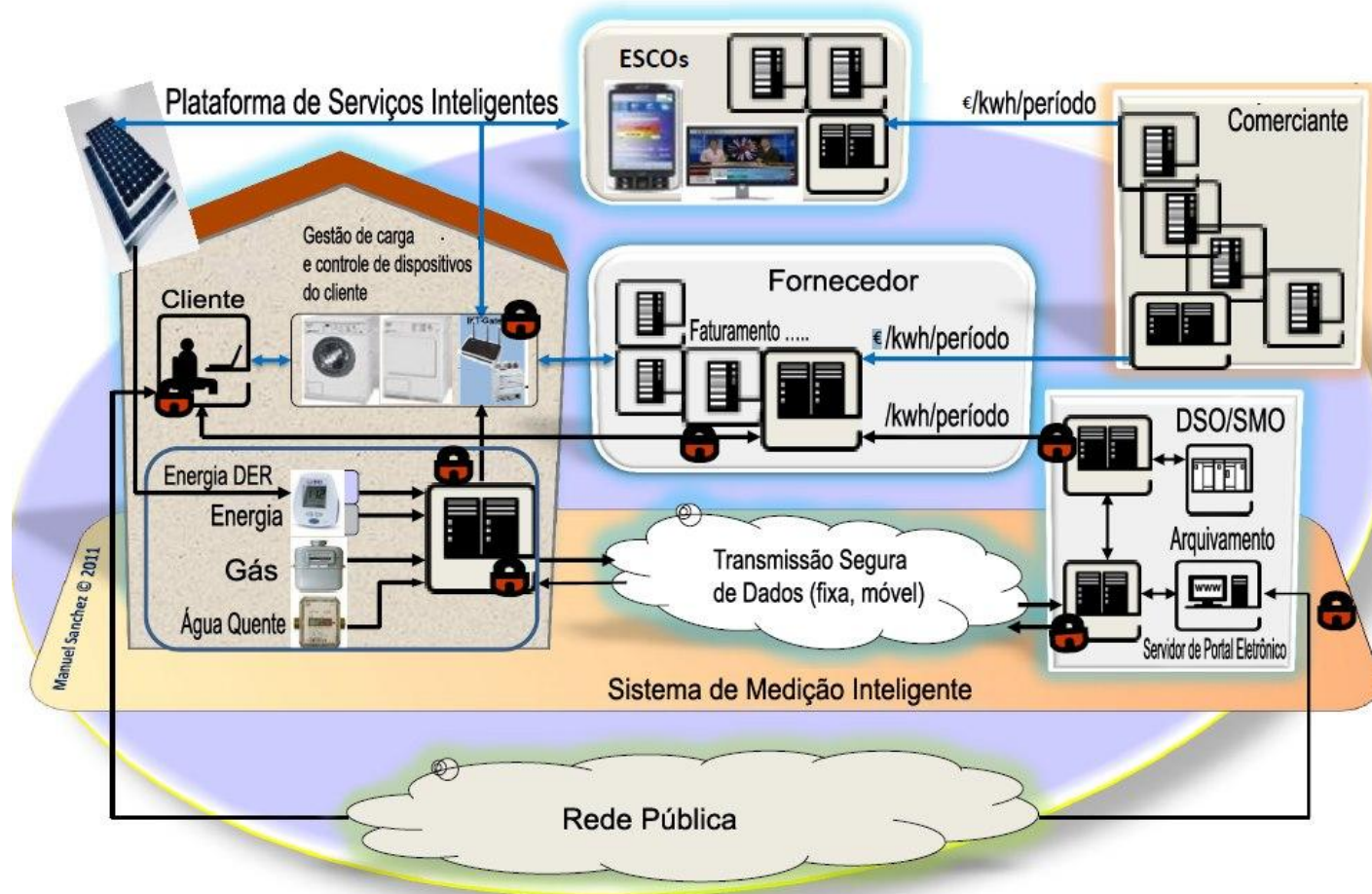


Figura11 - Serviços Smart
 Fonte: Adaptado de Hec (2013, p.4)

Com a Figura 11 é possível ver como a troca de informações será realizada entre os atuadores e as várias funcionalidades que poderão ser acessadas pelo consumidor final nesta nova configuração de rede. O cliente por meio de uma interface com uma rede pública poderá fazer uma gestão de carga e controle de dispositivos, configurando ligamento e desligamento dos mesmos, além de receber e enviar informações sobre o faturamento para o fornecedor de energia. Os dispositivos do cliente também poderão ser configurados por meio dos medidores eletrônicos.

O fornecedor receberá dados sobre preço da energia dos comerciantes ou dos operadores do sistema de distribuição ou dos operadores de mercado independentes (*Single Market Operator* ou SMO). As companhias de serviço de energia (*Energy Services Company* ou ESCO) também receberão informações sobre o preço da energia e repassará estas informações para os consumidores, onde poderá ser feita a troca do fornecedor por seus recursos de energia distribuídos (*Distributed Energy Resource* ou DER). O arquivamento sobre o consumo de energia será feita pelos DSOs, e o cliente pode ter acesso a estes valores. Vale a ressalva de que onde existem os cadeados a comunicação deverá ser segura.

4.4 SITUAÇÃO TÉCNICA

Vários pontos da parte técnica do *Smart Grid* já foram definidos pela União Europeia e estes serão discutidos nos tópicos a seguir.

4.4.1 Arquitetura

Segundo o CEN-CENELEC-ETSI SGCG(2012a, p. 17), a União Europeia decidiu não reinventar novos conceitos para definir sua arquitetura. Ela decidiu partir do modelo conceitual do National Institute of Standards and Technology (NIST)¹¹e

¹¹ O NIST é uma agência federal não regulatória dos EUA com a missão de promover a inovação no país e a competitividade industrial por meio de avanços nas ciências de medição, nos padrões técnicos e na tecnologia de modo a garantir a segurança econômica e melhorar a qualidade de vida. O NIST foi o órgão escolhido pelo governo dos EUA para coordenar o desenvolvimento de uma estrutura de padrões e protocolos para o gerenciamento de informações no âmbito *Smart Grid* (NIST, 2012).

de padrões de arquitetura, tais como TOGAF e Archimate¹² para poder montar um modelo conceitual para o *Smart Grid*. Através desta medida os membros do ESO buscam um desenvolvimento e melhoramento contínuo dos padrões simultaneamente ao redor do planeta, garantindo uma interoperabilidade entre países, algo inexistente na rede atual.

O modelo conceitual para o *Smart Grid*, segundo o NIST (2010, p.32), suporta o planejamento e a organização das diversas redes interconectadas e em expansão que compõe o *Smart Grid*. O modelo desenvolvido pelo NIST é dividido em sete domínios (Geração massiva, transmissão, distribuição, consumidores, operações, mercados e provedores de serviços) e mostra todos os fluxos de comunicação e energia entre eles e como estes se inter-relacionam.

Conforme o CEN-CENELEC-ETSI SGCG (2012a, p. 20), o modelo conceitual europeu suportará sistemas centralizados e descentralizados e isto requer um domínio adicional em comparação com arquitetura do NIST, o chamado *Distributed Energy Resources* (DER), utilizados na geração distribuída.

Este domínio adicional, cuja tradução é Recursos de Energia Distribuída, representa os recursos que envolvem uma geração de pequeno ou médio porte no local de consumo ou próximo a ele. Estes recursos são conectados diretamente à rede de distribuição, podendo sua geração ser utilizada para alimentar um consumidor ou uma microrrede.

¹² Archimate é uma linguagem de modelagem de arquiteturas empresariais, permitindo descrever analisar e visualizar as relações entre os domínios de negócios. Já TOGAF é o padrão global para arquitetura empresarial (OPEN GROUP, 2013).

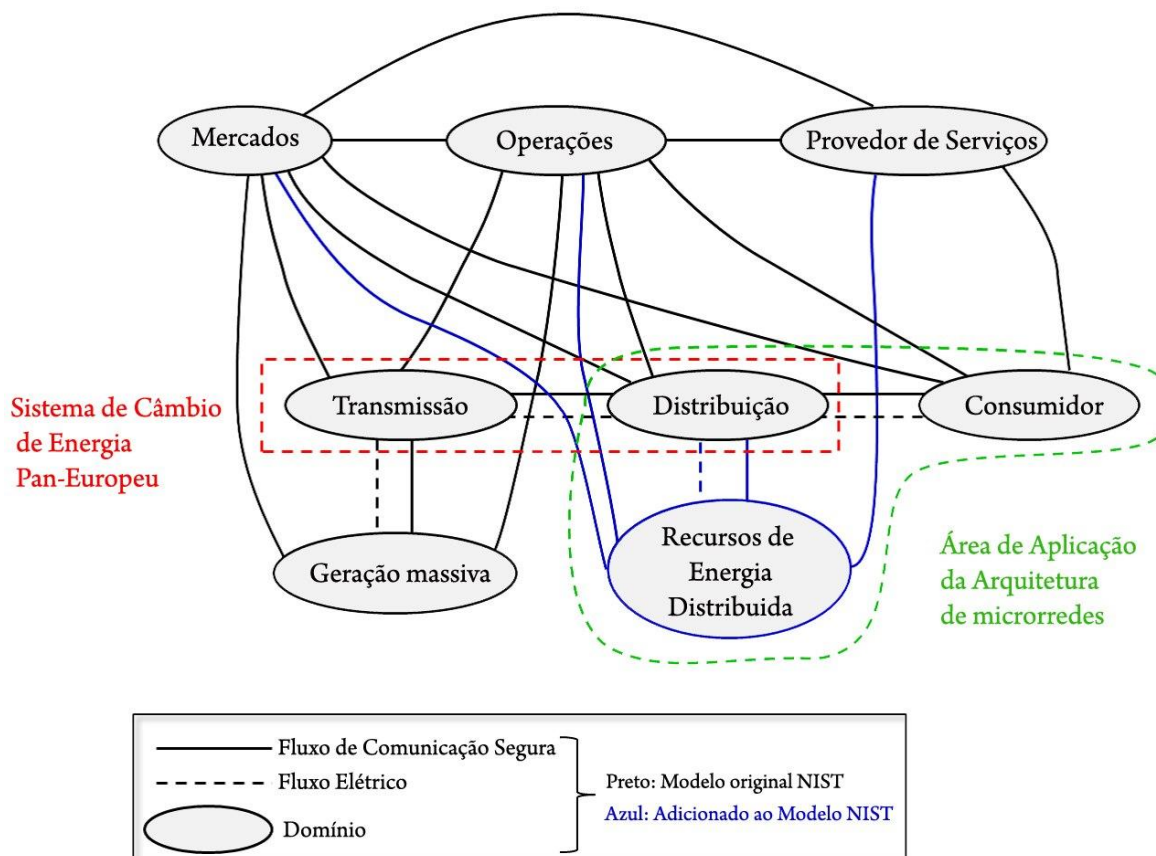


Figura12 - Domínios do *Smart Grid*

Fonte: Adaptado de CEN-CENELEC-ETSI SGCG (2012a, p.21)

A Figura 12 mostra as interações entre os domínios, valendo o destaque para a aplicação de microrredes as quais então circuladas em verde e integrarão os domínios DER, distribuição e consumidor. Este modelo conceitual foi o ponto de partida para a arquitetura de referência.

Segundo o CEN-CENELEC-ETSI SGCG (2012a, p. 17), a arquitetura de referência é um esquema de apresentação universal que permite apresentar o *Smart Grid* de acordo com vários pontos de vistas, representando além das partes interessadas, a necessidade de combinar gerenciamento de sistemas de energia com uma interoperabilidade expandida e permitindo vários níveis de descrição, desde uma superficial até uma complexa. Ela será largamente utilizada para a validação de casos de usos¹³ e identificação de padrões de referência ou falta dos mesmos.

O primeiro passo para o desenvolvimento da arquitetura foi a criação do plano *Smart Grid*, representado na Figura 13.

¹³ Ver seção 4.4.2

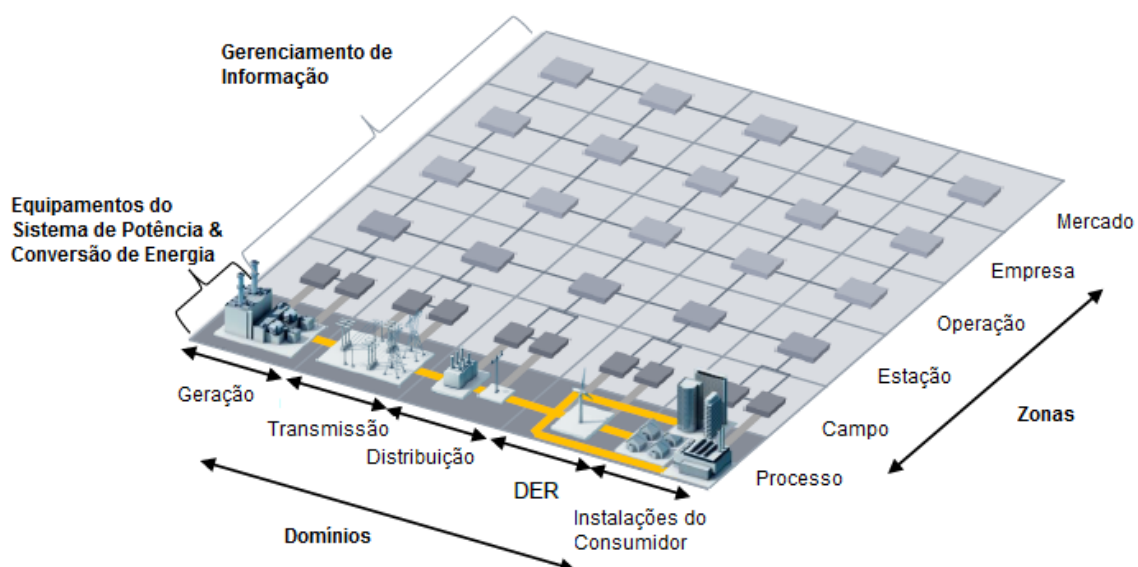


Figura13 - Plano *Smart Grid*

Fonte: Adaptado de CEN-CENELEC-ETSI SGCG (2012a, p.28)

Os domínios, que já haviam sido apresentados anteriormente, representam a parte física da rede elétrica e são arranjados de acordo com a cadeia de conversão de energia elétrica. Já as zonas representam os níveis hierárquicos do gerenciamento dos sistemas de potência, entre os quais circulam as informações dentro de um domínio específico. Vale ressaltar que a zona de processo é considerada o nível mais básico destas e que os domínios de operações e mercado são parte do gerenciamento de informações e, portanto, estão representados nas zonas (CEN-CENELEC-ETSI SGCG, 2012a).

Segundo o CEN-CENELEC-ETSI SGCG (2012a, p. 29), as zonas são divididas nos seguintes itens, sendo estes baseados no padrão IEC 62264-1:

- **Processo:** inclui transformações de energia (eletricidade, solar...) e os equipamentos físicos relacionados (geradores, transformadores...);
- **Campo:** inclui os equipamentos para proteção, controle e monitoramento dos processos do sistema energético;
- **Estação:** o nível onde ocorre a agregação de dados vindos do campo, isso pode ser representado por concentração de dados, sistemas SCADA, supervisão de plantas, entre outros;

- Operação: abrange operações de controle dos sistemas energéticos dentro dos domínios, por exemplo, sistemas de gerenciamento de distribuição, de microrredes, de carregamento de carros elétricos;
- Empresa: inclui processos comerciais e organizacionais, serviços e infraestruturas para empresas. Por exemplo, logística, treinamento para o pessoal, gerenciamento da relação com o cliente;
- Mercado: operações de mercado disponíveis dentro da cadeia de conversão de energia.

Vale ressaltar que organizações podem ter atuadores em vários domínios e zonas, por exemplo, um negócio na área de transmissão irá cobrir todas as zonas do domínio de transmissão.

A interoperabilidade deverá existir entre os domínios e as zonas definidas. Essa interoperabilidade é dividida em cinco grandes camadas:

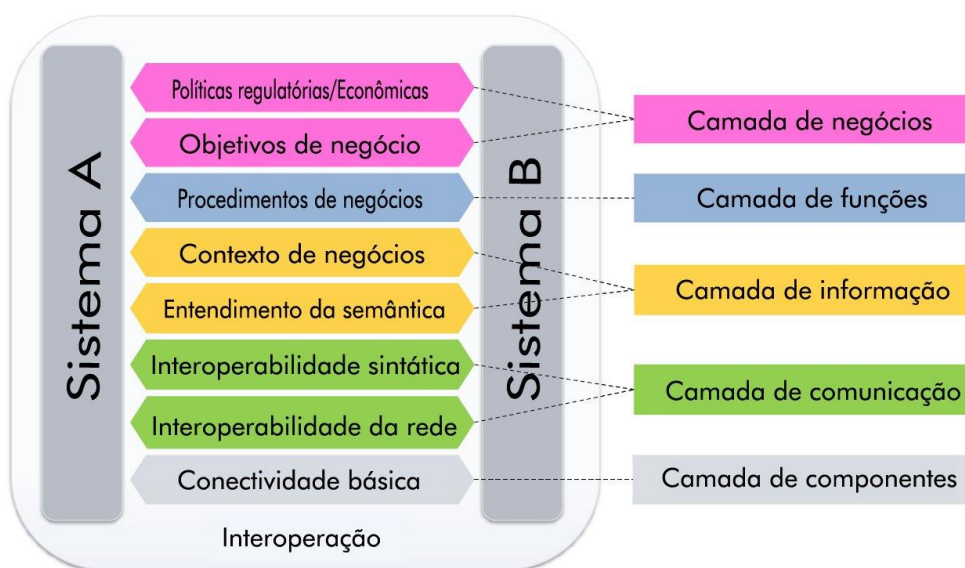


Figura14– Interoperabilidade

Fonte: Adaptado de CEN-CENELEC-ETSI SGCG (2012a, p.26)

Pode-se ver na Figura 14 que as cinco principais camadas são subdivididas em outras menores, as quais são utilizadas na interoperação entre dois sistemas. Segundo o CEN-CENELEC-ETSI SGCG (2012a, p. 27), as camadas representam o seguinte:

- Camada de negócios: representa a troca de informações no setor de negócios. Seu objetivo geral é suportar executivas de negócios em tomadas de decisões a novos modelos de negócios e projetos

específicos, assim como a definição de reguladores para novos mercados;

- Camada funcional: representa as funções e suas interações associadas aos domínios e zonas. Funções são derivadas dos casos de uso pela extração de suas funcionalidades. Tipicamente um caso de uso consiste de vários subcasos de uso com relações específicas. Estes subcasos de uso podem ser transformados em funções quando formulados de um modo abstrato e atuação independente;
- Camada de informação: descreve a informação que é utilizada e trocada entre funções, serviços e componentes;
- Camada de comunicação: descreve os protocolos e mecanismos para troca de informações entre componentes;
- Camada de componentes: mostra como é a distribuição física dos componentes participantes do *Smart Grid*.

Com a junção do plano *Smart Grid* com as camadas previamente apresentadas chega-se a estrutura final para a arquitetura do *Smart Grid* na Europa:

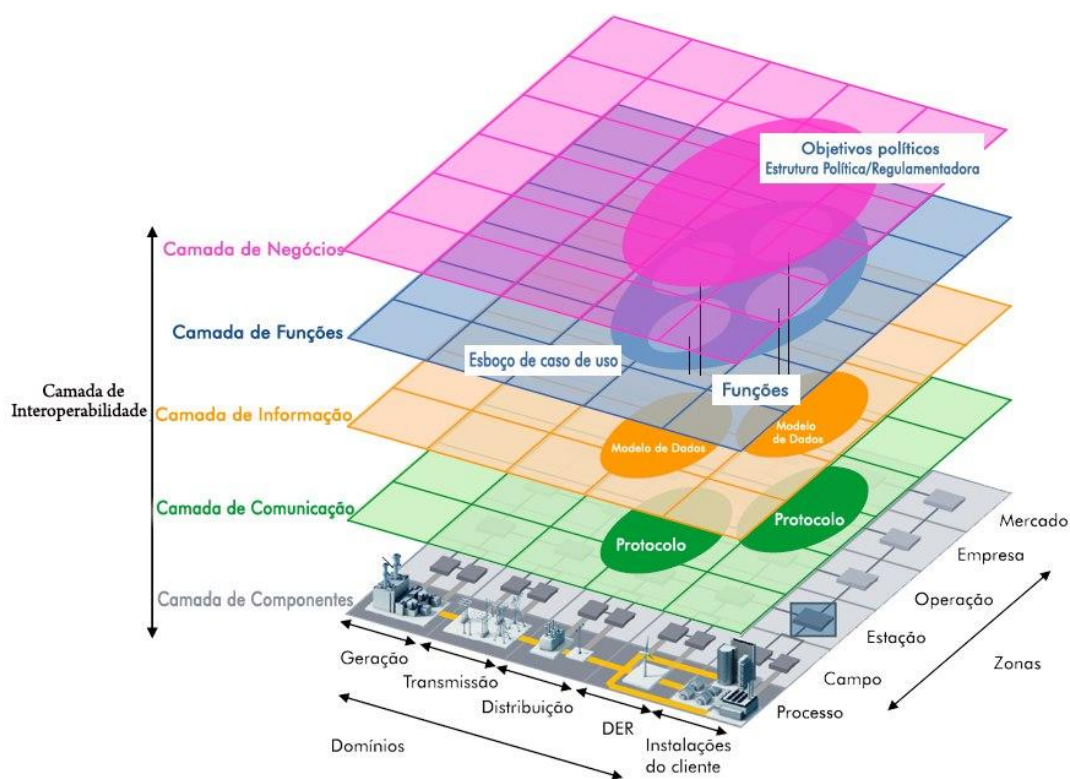


Figura15– Arquitetura

Fonte: Adaptado de CEN-CENELEC-ETSI SGCG (2012a, p.31)

A Figura 15 exibe a estrutura final em três dimensões, onde são representadas as entidades e seus relacionamentos no contexto dos domínios, do gerenciamento de informação e da interoperabilidade.

Essa estrutura é usada para mapear os casos de uso do *Smart Grid*. Isso é necessário para identificar os padrões de interoperabilidade, identificar os *gaps* nos mesmos e desenvolver arquiteturas para que as funcionalidades sejam transformadas em realidade (CEN-CENELEC-ETSI SGCG, 2012a).

4.4.2 Casos de Usos

Cada domínio ou função do *Smart Grid* foi dividido em sistemas conforme pode ser visto no Quadro 8 no Anexo C (página 141), onde é possível ver a divisão exata de cada domínio e funções em sistemas. Segundo o CEN-CENELEC-ETSI SGCG (2012c, p. 41), após a divisão dos domínios em sistemas foi pedido às partes interessadas para desenvolver casos de uso e estas desenvolveram 450 casos em seis semanas, os quais foram todos mapeados na arquitetura.

Os casos de uso descrevem utilidades que podem vir a ser implementadas no *Smart Grid*. Eles são analisados por comitês técnicos e mapeados dentro da arquitetura. Através do mapeamento é determinado em quais domínios e zonas o caso de uso acontece, quais seus componentes, quais padrões técnicos de comunicação e o formato da informação que será transmitida (assim como lacunas nos padrões), as funções de cada componente e o tipo de informação a ser trocada no âmbito de negócios. Caso haja *gaps* em órgãos responsáveis pela sua definição devem ser contatados para eliminar as falhas. Caso o padrão não exista, ele deverá ser criado (CEN-CENELEC-ETSI SGCG, 2012c).

No Anexo D pode ser encontrado o Quadro 9 (entre as páginas 142 e 146), o qual contém todos os casos de usos escolhidos pelos ESOs (*European Standards Organizations*).

4.4.3 Infraestrutura de Medição Avançada

Um exemplo de caso de uso seria a arquitetura de medição inteligente. Este foi mapeado pelos ESOs na arquitetura do *Smart Grid* já apresentada e sua camada de componentes pode ser vista na Figura 16:

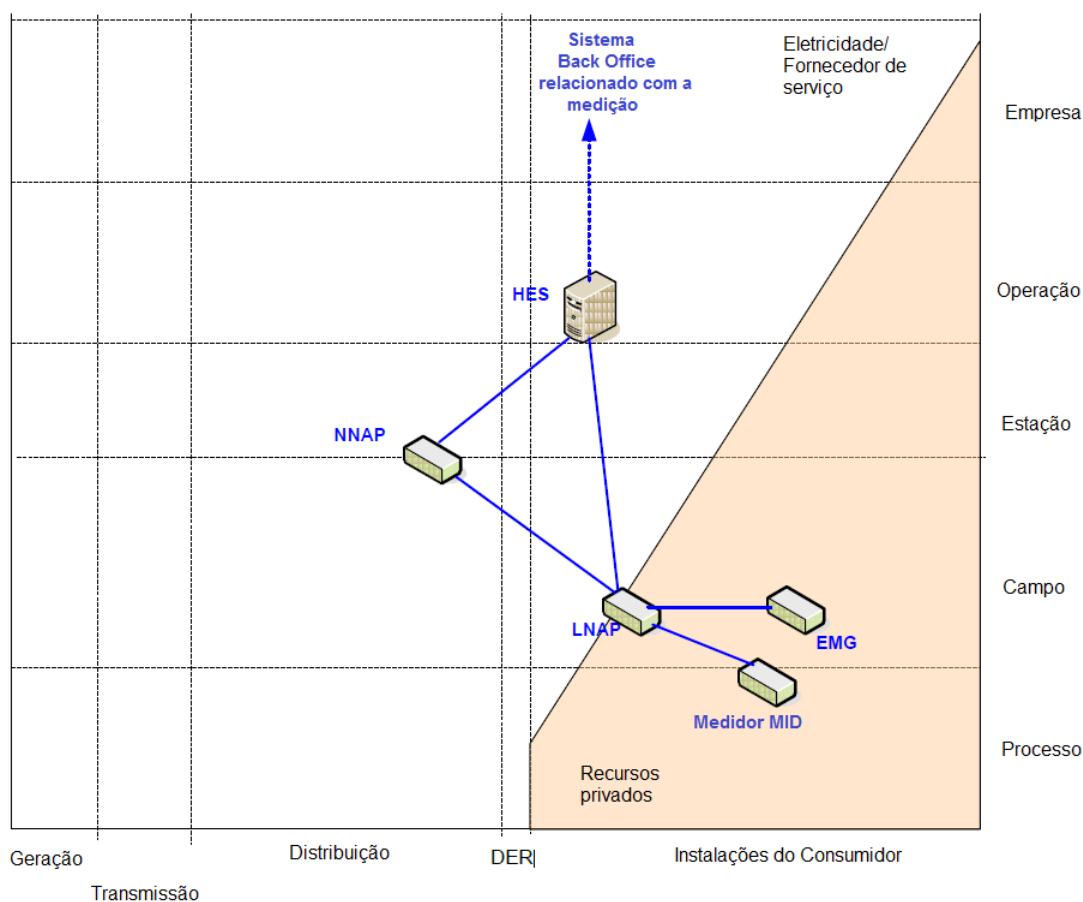


Figura 16 - Arquitetura de medição inteligente
Fonte: Adaptado de CEN-CENELEC-ETSI SGCG (2012, p. 103)

Por meio da Figura 16 consegue-se apenas uma das camadas de interoperabilidade, porém no documento oficial existe a possibilidade de ver as demais camadas. Os componentes que fazem parte desta infraestrutura de medição avançada são (CEN-CENELEC-ETSI, 2012):

- Medidor MID (*Measuring Instruments Directive*): é o componente final dos níveis de processo e de campo. Os medidores devem satisfazer determinadas diretivas assinadas pela União Europeia e devem possuir uma interface para o usuário através de um display ou por um sistema de automação residencial;
- EMG: é o *Energy Management Gateway*, ou, gateway de gerenciamento de energia. É utilizado para fazer a interface da área privada com o provedor de serviços remotos e com o sistema de medição inteligente;
- LNAP: é o *Local Network Access Point*, ou seja, o ponto de acesso à rede local. Por meio desse os medidores e os dispositivos finais de automação residencial devem ser interconectados;

- NNAP: é o *Neighborhood Network Access Point*, ou seja, o ponto de acesso à rede da vizinhança. Esse se localiza no nível de distribuição e deve fazer parte de um gateway de comunicação ou de um concentrador de dados;
- HES: é o *Head End System*, ou seja, o sistema de centros operacionais. Os medidores são conectados ao HES por meio do LNAP ou do NNAP. O HES gerencia a troca de dados e supervisiona a comunicação entre os componentes de menor nível hierárquico;
- Sistema *Back Office* relacionado com a medição: faz a interface entre os sistemas de mercado com a infraestrutura de medição avançada. Exemplo de uma ação seria o recebimento de um pedido de um sistema superior para buscar dados de medidores e retornar estes dados para quem solicitou.

Com a descrição dos componentes pode-se entender a Figura 16. As informações dos consumidores com relação ao consumo são adquiridas pelo medidor MID e são agregados pelo LNAP. Estas informações podem ser enviadas direta para o HES ou ainda serem agregadas com as informações vindas de todas a vizinhança no NNAP e posteriormente serem todas enviadas para o HES. A concessionária pode atuar em um consumidor específico mandando comandos para o EMG ou enviar informações para o medidor. Porém caso haja a necessidade de atuar ou enviar as mesmas informações para vários consumidores, essas podem ser mandadas para NNAP, o qual distribuirá estes comandos.

A comunicação entre estes componentes pode ser realizada de várias formas, sendo a tecnologia PLC uma delas por meio do grupo de padrões EN-14908 (CEN-CENELEC-ETSI SGCG, 2012).

4.4.4 Carros Elétricos

Os carros elétricos são um componente fundamental para que a União Europeia atinja os objetivos 20-20-20¹⁴. Para o trabalho de normatização da mobilidade elétrica foram criados dois grupos de trabalho, o E-Mobility Coordination

¹⁴ Vide seção 4.2.

Group e o grupo de trabalho para carregamento inteligente (CEN-CENELEC-ETSI SGCG, 2012).

Padrões de referência já foram adotados por estes grupos nas seguintes áreas (FOCUS..., 2011):

- Definição de alguns tipos de plugs e soquetes que poderão ser usados no carregamento de bateria residencial, como os mostrados na Figura 17;



Figura17 - Exemplo de Plugs

Fonte: FOCUS GROUP ON EUROPEAN ELECTRO-MOBILITY, (2011 p. 46)

- Conexão dos carros com baterias CC para carregamentos rápidos;
- Nível máximo de potência em estações de carregamento;
- Sinais responsáveis por informar a situação da bateria para a rede, tipos de contratos, pagamentos, garantia da segurança do carregamento e formas de transmissão dos mesmos, como PLC ou radiofrequência.

Apesar da definição dos padrões para este grande número de características desta funcionalidade, ainda existem outros cujos padrões não foram escritos, como por exemplo (FOCUS..., 2011):

- Definição da fiação utilizada neste tipo de equipamento, pois cada país europeu tem suas próprias exigências. Este é um tópico muito importante, pois através dele uma segurança elétrica dentro do veículo e na estação de carregamento é garantida;
- Interoperabilidade entre os tipos de carregamento dentro da Europa, algo que ainda está longe de ser alcançado devido aos vários fabricantes e diferentes tipos de configurações das redes elétricas;
- Interface homem-máquina com as estações de carregamento;

- Padrões para limitar interferências eletromagnéticas causadas pelos carros elétricos e seus carregamentos;
- Tamanho das baterias;
- Pequeno número de padrões para as comunicações realizadas nesta infraestrutura.

4.4.5 Segurança e Privacidade

Para que os serviços relativos ao *Smart Grid* funcionem corretamente, várias medidas de segurança e privacidade com relação aos dados transmitidos pela rede devem ser atualizadas ou criadas.

Segundo o CEN-CENELEC-ETSI SGCG (2012b, p. 12), os padrões de segurança relativos aos casos de usos foram analisados, mas acabaram por não atender todas as funcionalidades desejáveis para o *Smart Grid*. Para facilitar o retrabalho e a criação de padrões de segurança foram criadas dois tipos de classificação pela Smart Grid Information Security (SGIS).

Na primeira classificação o risco de perda de energia associado com falhas nos sistema de tecnologias de comunicação e informação é representado cinco níveis de segurança, conhecidos por *Security Levels* (SLs) ou seja, níveis de segurança:

- Nível 1: perdas de energias poderão ir até 1 MW, as quais iriam causar incidentes apenas em uma cidade ou em uma vizinhança;
- Nível 2: perdas de energias poderão ir de 1 MW até 100 MW, as quais iriam causar incidentes em amplitude regional ou municipal;
- Nível 3: perdas de energias poderão ir de 100 MW até 1 GW, as quais iriam causar incidentes em escala nacional ou regional;
- Nível 4: perdas de energias poderão ir de 1 GW até 10 GW, as quais iriam causar incidentes em amplitude europeia ou nacional;
- Nível 5: perdas de energias poderão ser maiores que 10 GW, as quais iriam causar incidente influenciando toda a Europa.

GUIA PARA O NÍVEL ALTO DOS SGIS-SL					ZONAS	
3 – 4	3 – 4	3 – 4	2 – 3	2 – 3		MERCADO
3 – 4	3 – 4	3 – 4	2 – 3	2 – 3		EMPRESA
3 – 4	5	3-4	3	2 – 3		OPERAÇÃO
2 – 3	4	2	1 – 2	2		ESTAÇÃO
2 – 3	3	2	1 – 2	1		CAMPO
2 - 3	2	2	1 - 2	1		PROCESSOS
GERAÇÃO	TRANSMISSÃO	DISTRIBUIÇÃO	DER	CONSUMIDOR		
DOMÍNIOS						

Figura 18 – Níveis de segurança associados aos domínios e zonas

Fonte: CEN-CENELEC-ETSI SGCG (2012b, p. 10)

Na Figura 18 é possível ver as classificações dos domínios e zonas de acordo com os níveis de segurança debatidos anteriormente. Por meio desta classificação pode-se notar que as falhas no sistema de comunicação e informação na zona de operação e no domínio de transmissão tem um impacto crítico na perda de energia indicado pelo nível cinco na Figura 18. Isso se deve ao fato de que falhas nos sistemas de controle na transmissão poderiam causar falhas de abastecimento de energia a um grande número de consumidores.

Já a classificação adicional foi criada para classificar os dados transmitidos. Ela é composta por duas classes de informação, sendo uma classificada como informação pessoal e a outra como informação do sistema. As classes são conhecidas por *Data Protection Classes* (DPC), ou seja, classes de proteção de dados (CEN-CENELEC-ETSI SGCG, 2012b).

No Anexo E localizado na página 147 encontra-se a Figura 42 que associa o risco de perda de energia na zona de operação para todos os domínios e para todos os tipos de informação transmitidos no *Smart Grid*. Conforme já destacado anteriormente os riscos maiores de perda de energia continuam na transmissão para qualquer tipo de informação.

Como as tecnologias continuarão a evoluir, uma abordagem de análise de novos casos de uso e identificação de padrões ou lacunas deverá estar sempre em processo para garantir a segurança e privacidade dos consumidores.

4.5 SITUAÇÃO ATUAL

A seguir serão discutidos vários pontos que mostram desde os motivos de aceitação do *Smart Grid* no território europeu e as situações desta rede em várias localidades.

4.5.1 Motivação

Segundo o Market Observatory for Energy (2011, p.5), alguns aspectos do mercado energético europeu influenciarão na implantação do *Smart Grid*. Esses aspectos são:

- A União Europeia produz apenas 48% de sua necessidade energética;
- A dependência em importação de combustíveis fósseis está em 60%;
- Apenas a Dinamarca exporta energéticos dentre os países membros;
- O consumo de energia se concentra em transportes e domicílios como é visto na Figura 19;

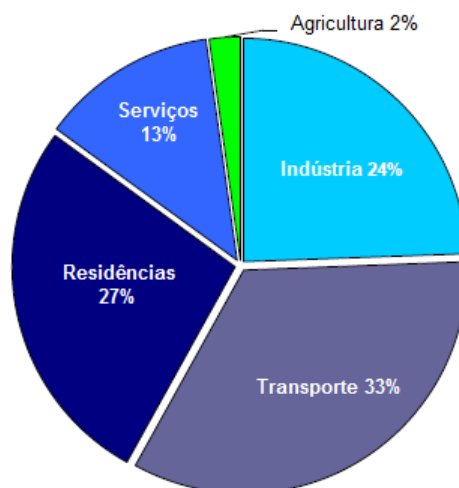


Figura19 - Consumo de Energia

Fonte: Adaptado de Market Observatory for Energy (2011, p.14)

- Emissões de CO₂ se concentram em transportes e indústria;
- Apelo popular para acabar com o uso de usinas nucleares, pois como é possível ver na Figura 20 esta representa 28% da geração de eletricidade;
- Aumento da porcentagem das fontes de energia renováveis (*Renewable Energy Sources* (RES)), que hoje representam 18% do total de energia elétrica gerada na União Europeia, vide Figura 20.

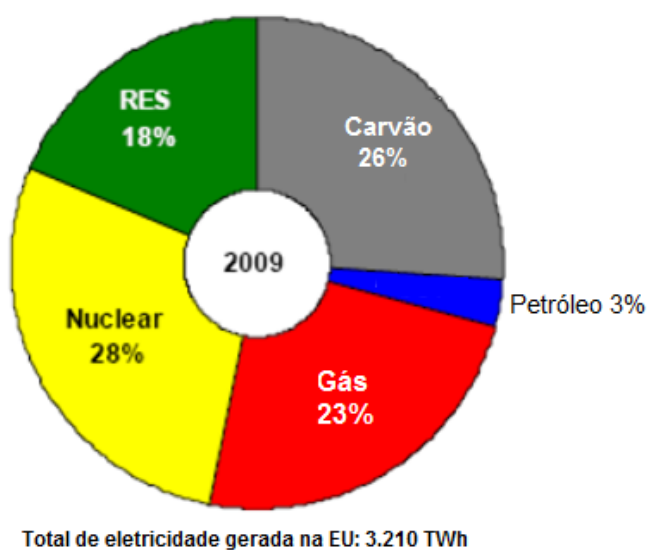


Figura20 - Geração de Eletricidade

Fonte: Adaptado de Market Observatory for Energy (2011, p.19)

Dessa forma se espera que com o *Smart Grid* e suas funcionalidades, a União Europeia diminua sua dependência de importação de combustível fóssil de outros países e aumente sua eficiência energética, diminuindo seu consumo de energia, as emissões de CO₂ e passando a utilizar um número maior de fontes renováveis de energia (MARKET OBSERVATORY FOR ENERGY, 2011).

4.5.2 Investimentos

Devido aos aspectos apresentados anteriormente, antes mesmo de a situação técnica ser definida, os países europeus já investiam na evolução de sua rede elétrica.

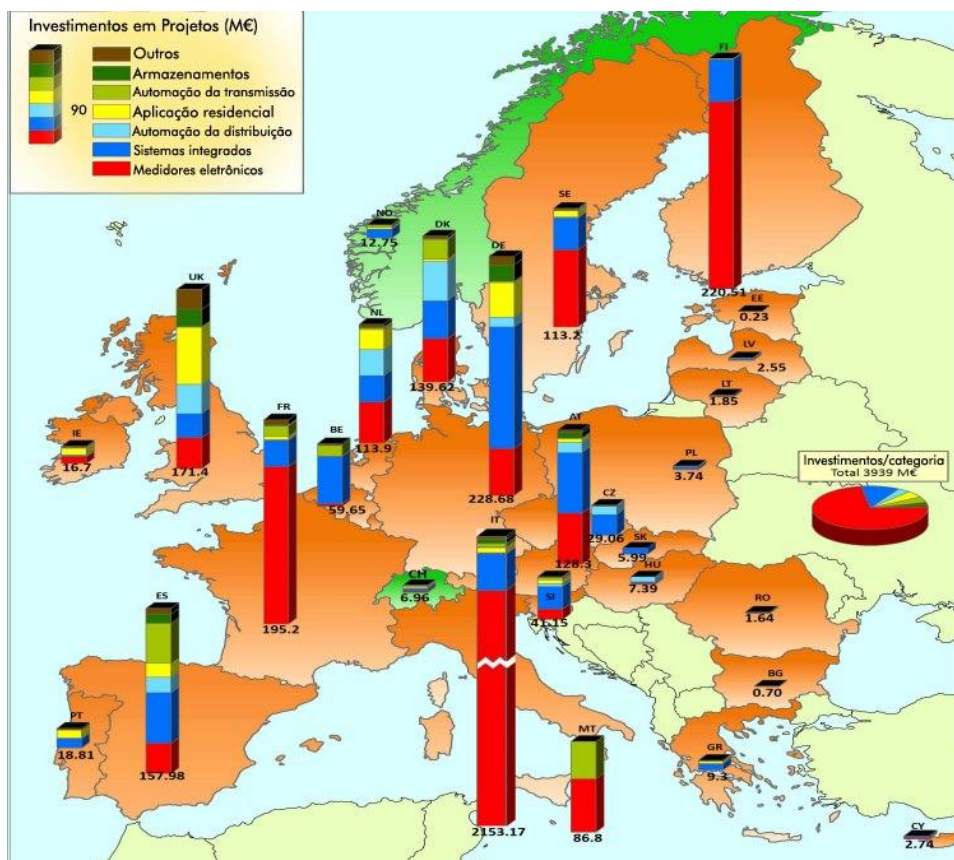


Figura21 - Mapa de investimentos
Fonte: Adaptado de Giordano, Gangale, Fulli (2011)

No mapa apresentado na Figura 21, pode ser observado o quanto cada país da União Europeia investiu em projetos dedicados às áreas específicas de estudo do *Smart Grid*. Pode-se perceber que grande parte dos investimentos concentra-se em medidores digitais. Conforme Giordano (2011), mais de cinco bilhões de euros foram investidos até o momento. Porém há uma distribuição desigual de projetos pela Europa, sendo os investimentos concentrados em quinze países.

4.5.3 Itália

Um dos países que se destacam na área de medição eletrônica é a Itália. Segundo Ribeiro (2011, p. 20), isto se deve pelo fato de que neste país foi criada uma política de incentivo a iniciativas de consumidores para economia de energia e uma reforma tarifária, onde a tarifa passou a ser cobrada de acordo com o horário de consumo.

Esta nova tarifação e a maioria das iniciativas sugeridas só funcionariam perfeitamente com medidores eletrônicos. Devido a isto, em 2005, uma resolução obrigou a todas as distribuidoras a instalarem medidores eletrônicos para os usuários de baixa tensão, sendo que os medidores deveriam satisfazer uma série de requerimentos. Com o passar dos anos novas resoluções foram escritas para os medidores, abordando pontos como operação remota e protocolos de comunicação. Com estas medidas foi conseguido em 2011 que 95% dos consumidores tivessem medidores eletrônicos em seus domicílios (RIBEIRO, 2011).

Em 2007 a geração distribuída foi regulamentada, ocasionando uma proliferação de fontes renováveis de energia em escala residencial. Em 2010 estas usinas geradoras chegaram ao espantoso número de 74 mil unidades, sendo a maioria fotovoltaica (RIBEIRO, 2011).

Além disso, como apontam Falvo, Garzia e De Martino (2012, p. 17), várias usinas de pequeno porte estão sendo instaladas visando o fornecimento à pequenas cidades como em Serre Persano.

4.5.4 Dinamarca

A Dinamarca é um país que se destaca na produção de tecnologias smart em sua rede. A Dinamarca realiza 22% dos projetos relativos ao *Smart Grid* na Europa, sendo estes realizados por 60 companhias. Os investimentos nesta área chegarão a 1.32 bilhões de euros até 2025 (COPENHAGEN CLEANTECH CLUSTER, 2011). Dentre os projetos se destacam os estudos para introdução de carros elétricos na rede elétrica e um estudo realizado na ilha de Bornholm, mostrando como uma ilha pode se autossustentar com energia renovável produzida apenas em seu território.

A matriz energética da Dinamarca já contém cerca de 33% de fontes de energia renováveis, número superior a grande parte dos países europeus, e o mercado de energia neste país sofreu uma grande atualização quando o preço da energia passou a ser determinado pelo balanço entre fornecimento e demanda.

4.5.5 Alemanha

Na Alemanha investimentos estão sendo feitos em fontes de energia renováveis para substituir usinas de energia nuclear. Segundo Addison (2011), as principais fontes de energia que serão utilizadas são a solar e a eólica. Parques eólicos *off-shore* no mar do norte e báltico e parques eólicos já foram inaugurados e espera-se que até 2012, 35% da energia produzida passe a ser renovável. Como estas energias são dependentes de condições climáticas, a garantia de um fornecimento constante deve ser garantida pelo aumento da eficiência energética através do uso das tecnologias *smart*, como por exemplo, armazenamento de energia e as chamadas usinas virtuais.

Outro ponto abordado com bastante frequência nos estudos na Alemanha é a integração de geração distribuída na rede elétrica, permitindo que os consumidores também gerem energia. Dentre as formas de energia renováveis utilizadas em projetos na Alemanha vale o destaque para eólica, solar, biomassa e hidráulica (PCHs).

Alguns problemas foram constatados nestas experiências principalmente na questão de qualidade de energia, pois as plantas de geração distribuída não podem interferir em outros consumidores. O ponto mais crítico neste quesito é o aumento da tensão no ponto de acoplamento à rede, pois a fonte de energia passa a injetar energia na rede por aquele ponto. Este ponto de acoplamento pode suportar mais de uma unidade geradora, porém o aumento de tensão tem um limite, que caso seja ultrapassado a rede deve ser atualizada ou deve ser procurado outro ponto de acoplamento para a unidade geradora. Estas unidades de geração conectadas às redes de baixa e média tensão não devem causar sobrecargas, subtensão e sobretensão (KEMA, 2011).

Para operação de várias unidades de geração distribuída é necessário realizar um controle eficiente destas, portanto o *Smart Grid* é parte fundamental deste aumento da geração distribuída. Na Alemanha os operadores do sistema de transmissão possuem ferramentas de controle que mostram a quantidade de energia sendo injetada na rede em tempo real e previsão de geração das mesmas. Caso seja necessário em último caso, eles podem atuar remotamente na unidade geradora para que seja mantida a qualidade do fornecimento. Estas unidades também podem ser usadas para manter a confiabilidade do sistema, oferecendo serviços auxiliares. Os próximos passos nestes projetos é a implementação de

tecnologias de armazenamento de energia e o gerenciamento pelo lado da demanda, oferecendo ainda mais flexibilidade para o futuro (KEMA, 2011).

4.5.6 França

A França foca seus investimentos em medidores eletrônicos. Segundo Loos (2012, p. 11), até 2014 serão investidos 250 milhões de euros com objetivo de implementar projetos na indústria, além de outros projetos para compreender o impacto dos medidores eletrônicos na vida dos consumidores.

4.5.7 Smart City

Um conceito interessante que está sendo bastante discutido na Europa são as *Smart Cities*. Estas são cidades inteligentes que unem o capital físico com o capital social, além de desenvolver melhores serviços e infraestrutura através da união de tecnologia, informação e visão política. Ou seja, a implantação de cidades inteligentes visa uma melhora de vida para seus moradores e visitantes e um aumento da eficiência das atividades realizadas nestas (NETWORKS EUROPEAN TECHNOLOGY PLATFORMS, 2011). Partindo desta ideia, conclui-se que a espinha dorsal destas novas cidades é o *Smart Grid*.

Dentre estas cidades inteligentes, algumas já possuem uma melhor infraestrutura de sua rede elétrica, como:

- Colônia: em Colônia cerca de 30000 medidores inteligentes já foram instalados e com ele vários novos serviços, como o acesso ao valor de energia consumido através de *smartphones* e computadores. Uma rua da cidade foi totalmente renovada para ser um protótipo para o *Smart Grid*. Nela foram instalados recursos de energias distribuídos, estações de carregamentos para carros, fornecimento de energia de acordo com a demanda e é permitida a realização de testes para a nova rede elétrica (SMART CITY COLOGNE, 2013);
- Málaga: este projeto começou em 2009 com previsão de duração de quatro anos, sendo investidos cerca de 31 milhões de euros. Até o momento praticamente tudo o que foi concebido já foi instalado e o

projeto está na fase de testes e redação de resultados, para comprovar se os objetivos 20-20-20 da União Europeia foram atingidos nesta localidade. As medidas adotadas nesta cidade foram as seguintes (ENDESA, 2012):

- Vinte e dois centros de transformação de média tensão para baixa tensão foram totalmente automatizados e setenta e dois destes centros podem se comunicar por meio da tecnologia BPL, que também os conecta a um centro de controle;
- Mais de 17.000 medidores inteligentes foram instalados. Espera-se que até 2018 todos os consumidores possuam um medidor *smart*;
- Dez empresas e cinquenta casas possuem por meio de seus medidores um sistema de eficiência energética. Este sistema mostra em um computador, *smartphone* ou no próprio medidor o consumo energético discriminado por equipamento e possibilita um controle remoto sobre estes. Esta medida visa a atingir o objetivo de aumentar em 20% a eficiência energética;
- 200 pontos de recarga para carros elétricos foram instalados em estacionamentos, sendo seis deles com a tecnologia V2G e 23 com recarga rápida. A iniciativa ZEM2ALL (*Zero Emissions Mobility to All*) mobilidade com zero emissão para todos) proporcionou uma frota de 200 veículos elétricos para a cidade, os quais se conectam a um centro de controle que monitora o comportamento do carro. Este objetivo visou reduzir as emissões de gás carbônico em 20%;
- Dezoito postes com tecnologias de miniturbinas eólicas ou painéis solares foram instalados. Estes geradores alimentam a própria lâmpada e também injeta energia na rede, sendo as lâmpadas LEDs;
- Cerca de 13,5MW de capacidade de geração renovável foram instalados pela cidade, contemplando desde o sistema de geração integrado a iluminação pública discutida anteriormente até geração realizada pelo consumidor.

Segundo a Endesa (2012, p. 3), resultados preliminares apontam uma melhora na eficiência energética de edifícios e domicílios, a comunicação

entre pontos distintos da rede por meio de PLC em banda larga ocorre sem problemas, e houve redução de consumo, devido a instalação de postos com LEDs;

- Amsterdam: como apresentado pelo grupo Amsterdam Smart City (2012), 10000 casas do distrito New West já possuem medidores inteligentes e painéis solares para geração. Adicionalmente foram incorporados sensores e computadores à rede e os próximos passos são um estudo da quantidade de energia economizada neste distrito e a popularização de carros elétricos, sendo que hoje pontos de carregamento já foram instalados pela cidade.
- Barcelona: as medidas implantadas em Barcelona com relação ao *Smart Grid* são a instalação de sensores pela rede elétrica, a instalação de um grande painel fotovoltaico no fórum da Esplanada e de 240 estações de recargas para carros elétricos pela cidade (AJUNTAMENT DE BARCELONA, 2011).

4.5.8 Dificuldades

Um grande problema existente no momento para a expansão e manutenção do *Smart Grid* é a crise econômica. Devido a esta 10% do investimento em energia renovável foi cortado (MARKET OBSERVATORY FOR ENERGY, 2011). Segundo John (2012), grande parte dos investimentos terão que ser repartidos por setores públicos e privados. Porém a instalação de uma nova infraestrutura deve incentivar a criação de novos empregos e o crescimento da economia, diminuindo a grave crise instalada no continente europeu.

Outro grande problema é a falta de conhecimento dos cidadãos europeus sobre as novas oportunidades que o *Smart Grid* trará para a sociedade. Segundo Hyldmar (2013, p. 26) são necessários seis passos para desenvolver a experiência do consumidor:

- Primeiro estágio: mostra aos consumidores os benefícios desse novo sistema;
- Segundo estágio: cria e publica experiências positivas de consumidores;
- Terceiro estágio: as experiências de sucessos são aprofundadas;

- Quarto estágio: novas ferramentas são introduzidas para determinados consumidores;
- Quinto estágio: a partir do estágio anterior, uma customização em massa dessa experiência por consumidor será criada;
- Sexto estágio: a normalização desses novos serviços.

Com a definição das partes técnicas se espera que as tecnologias do *Smart Grid* sejam difundidas em toda a Europa e levem a indústria de energia a um novo patamar.

5 SITUAÇÃO BRASILEIRA

O Brasil representa um mercado muito importante a ser explorado por várias empresas no contexto de *Smart Grid*, pois este possui em seu território 68 milhões de consumidores (NÓBREGA, 2012), fato que deve tornar o Brasil o próximo polo de investimentos.

Os problemas da rede elétrica brasileira são outros quando comparado com os problemas na União Europeia, principalmente no quesito de furto de energia, além de qualidade e confiabilidade de fornecimento.

5.1 MOTIVAÇÕES

Ao contrário da maioria do mundo que tem como direcionadores do *Smart Grid* uma visão amplamente ambientalista, envolvendo uma redução de emissão de CO₂, um aumento da eficiência energética, entre outras, o Brasil direciona o desenvolvimento do *Smart Grid* baseado na criação de redes mais eficientes e confiáveis, com menores perdas de energia e menores cargas de pico. O que vale destacar é que o Brasil já produz 86% de sua energia através de fontes renováveis (hidrelétricas), portanto Brasil não precisa se focar necessariamente na redução das emissões de carbono, assim como é o caso da União Europeia (NOBREGA, 2012).

Com estas motivações foram determinados alguns objetivos no Brasil para melhorar as redes elétricas (NÓBREGA, 2012):

- Tornar as redes elétricas mais eficientes e confiáveis;
- Redução das perdas de energia;
- Diminuição da carga de pico.

5.2 REGULAÇÃO

Com relação à regulação no Brasil, a ANEEL já regulamentou alguns aspectos que fazem parte do contexto *Smart Grid*: estrutura de tarifas, medidores eletrônicos, geração distribuída e o PLC, o qual pode ser usado como tecnologia integrante ao *Smart Grid*.

5.2.1 Estrutura de tarifas

Com a resolução nº 1296/2012 publicada no dia 19 de junho de 2012 a nova estrutura tarifária para a COPEL (Companhia Paranaense de Energia Elétrica) foi definida, sendo esta estrutura similar para todas as companhias de energia no território nacional. Para exemplificar as mudanças vale citar a definição da estrutura de tarifas para o consumidor residencial.

Segundo a resolução nº 1296/2012, a estrutura convencional continuará em vigor com a divisão das tarifas para uso da distribuição (TUSD) e tarifas de energia (TE). A TUSD tem um valor fixo para cada tipo de consumidor, já a TE tem valores diferentes dependendo da situação da geração de energia elétrica.

Segundo Boccuzzi (2012, p.4), estas tarifas poderão ser encarecidas de acordo com as bandeiras. No caso de bandeira verde a energia é mais barata, pois a disponibilidade de água nos reservatórios das usinas é satisfatória, na bandeira amarela pode haver risco de escassez de água em médio prazo resultando em uma tarifa mais cara e na bandeira vermelha as termelétricas terão que ser acionadas, encarecendo ainda mais a tarifa. Outra adição a esta estrutura de tarifas foi a tarifa branca, como citado na seção 2.2.3. Nesta modalidade tarifária a tarifa varia de acordo com o horário do dia, sendo cada período com valor de tarifa diferenciada chamado de posto tarifário. O consumidor terá a oportunidade de escolher em manter o sistema convencional acrescido das bandeiras ou adotar a tarifa branca.

Para que esta resolução seja efetiva ao máximo é necessário que o consumidor tenha acesso a dados de seu consumo, assim como do preço momentâneo da energia elétrica. Estes tipos de informações serão fornecidos pelos medidores eletrônicos.

5.2.2 Medidores eletrônicos

No dia 7 de agosto de 2012 foi publicada a resolução nº 502/2012 que regulamenta os medidores eletrônicos para o grupo de consumidores na classe B. Segundo esta resolução, os medidores enquadrados na modalidade branca devem apurar o consumo de energia em pelo menos quatro postos tarifários, mostrando para o consumidor o valor da energia elétrica ativa consumida e a identificação do posto tarifário em vigor. Adicionalmente podem ser mostradas informações sobre

valores de tensão e corrente de cada fase, data e horário do início e fim de interrupções na energia nos últimos três meses. Caso o consumidor não faça adesão à tarifa branca, a instalação dos novos medidores não será obrigatória. Porém este poderá solicitar à distribuidora um sistema de medição que mostre as características já descritas, exceto sobre os postos tarifários.

Ainda segundo a resolução nº 502/2012, estas informações devem estar disponíveis por meio de uma saída específica para que haja a comunicação de dados com a distribuidora. Neste caso deve haver um cuidado especial com a segurança dos dados trafegados, garantindo a privacidade do consumidor. Além disso, as informações fornecidas pelo medidor por ser acessadas por meios alternativos para facilitar o acesso a estas.

A partir da data de publicação desta resolução, as distribuidoras teriam 18 meses para adotar sistemas de medição com estas características. Algumas empresas já começaram as negociações para colocar seus medidores no mercado brasileiro, dentre estas vale o destaque para a General Electric e a Landis+Gyr.

5.2.3 Geração distribuída

Já na resolução nº 482/2012 publicada no dia 17 de abril de 2012, a ANEEL definiu as condições gerais para a microgeração e minigeração distribuída. Nos dois casos a geração é feita por uma central geradora de energia elétrica com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa conectada na rede de distribuição a partir de unidades consumidoras. A diferença é a quantidade de energia produzida, a micro possui uma potência menor ou igual a 100 kW e a mini produz entre 100 kW e 1 MW.

Além disso, caso haja excedente de produção de energia elétrica, este será injetado no sistema de distribuição e posteriormente compensado com o uso de energia elétrica ativa.

5.2.4 PLC

A tecnologia PLC foi regulamentada tanto pela ANATEL (Agência Nacional de Telecomunicações), como pela ANEEL. A resolução nº 527/2009 da ANATEL aprova o regulamento sobre condições de uso de radiofrequências por sistemas de

Banda Larga por Meio de Redes de Energia Elétrica (BPL) e se o sistema BPL estiver sendo usado para exploração do serviço de telecomunicações, será necessária uma autorização para isto.

O regulamento citado anteriormente estabelece as condições de usos de radiofrequências por meio da rede elétrica (limitando os níveis de radiação indesejados causadas pelo sistema e estabelecendo o uso de técnicas de mitigação de interferências nestes sistemas); define que a comunicação só pode ser feita de 1,705 MHz a 50 MHz e que os equipamentos deste sistema são considerados de caráter secundário, portanto não podem causar interferências nos sistemas de caráter primário; além dos procedimentos para que o sistema PLC entre em operação.

Já a resolução normativa nº 375/2009 da ANEEL regulamenta a utilização das instalações de distribuição de energia elétrica como meio de transporte para a comunicação digital ou analógica de sinais. Nela é descrito que as distribuidoras que atuam no Sistema Interligado Nacional (SIN) não podem usar o PLC para atividades comerciais (apenas para projetos sociais ou experiências), já o prestador de serviço de PLC pode utilizar as instalações de distribuição de energia para explorar comercialmente seu serviço de comunicação, sendo que este deve solicitar à distribuidora a permissão para utilizar as linhas para uso comercial. Na resolução também estão descritos a forma como os contratos devem ser escritos

5.3 PROJETOS

Segundo Nóbrega (2012, p. 23), o Brasil realiza 178 projetos na área de *Smart Grid* totalizando um investimento total de US\$ 207 milhões. Incluindo projetos nas áreas de:

- Medição inteligente de eletricidade;
- Sistema de automação de distribuição;
- Geração distribuída;
- Armazenamento de energia;
- Tecnologias de informação e comunicação para *Smart Grid*;
- Novos serviços para o usuário final.

Estes projetos são coordenados por várias instituições diferentes como a Eletrobrás, a COPEL, devido a isto é necessário que haja uma coordenação de ações entre estes pesquisadores.

Como se podem ver vários pontos foram regulados pelo Brasil, porém aspectos isolados do *Smart Grid*. Esta atitude quando comparada com ao que vem sendo feito na Europa, onde o *Smart Grid* como um todo foi estudado e regulado, mostra que o Brasil possui muitas áreas possíveis de evolução neste novo campo de estudo. Espera-se que a partir destas regulações outras sejam feitas e que isto possibilite o estudo do *Smart Grid*em sua totalidade.

6 EXPERIMENTO

O experimento buscou, entre seus objetivos, envolver um grande número de casos de uso, os quais serviram de norte para este. Além de possuir estes casos em mente, buscou-se trabalhar conjuntamente as tecnologias *Smart Grid* e PLC visualizando assim um possível funcionamento prático destas. Dentre todos os casos descritos pela União Europeia, os quais podem ser vistos no Anexo D, os apresentados e enumerados a seguir foram visualizados neste experimento:

- a. Gerenciamento de apagões;
 - a.1. Restauração de energia após o apagão;
 - a.2. Limitação da carga baseada em sinais de emergência;
- b. Conectar um atuador ativo à rede elétrica;
 - b.1. Gerenciamento da conexão de geração à rede;
- c. Controle de *switches* e disjuntores;
- d. Consumidor;
 - d.1. Troca de fornecedor;
 - d.2. Fim do fornecimento;
- e. Manutenção de bens da rede;
- f. Monitoramento dos fluxos energéticos da rede;
- g. Agendamento da operação de geração;
- h. Operação de DERs;
 - h.1. Agregar DER em uma VPP comercial;
 - h.2. Gerenciamento do processo do DER;
 - h.3. Controle remoto do DER (despacho);
- i. Proteção dos recursos da rede;
 - i.1. Definir/trocar parâmetros de proteção.

Assim foi montado um protótipo de uma rede elétrica de distribuição que atendesse estes quesitos simulando várias situações reais e aplicáveis.

6.1 DESCRIÇÃO DO EXPERIMENTO

A base do protótipo foi uma rede elétrica de distribuição simples, envolvendo uma concessionária, a sua geração, a linha de distribuição, dois consumidores e um

prosumidor (consumidor que possui geração própria). A rede foi implementada baseada em alguns conceitos de *Smart Grid*.

Esta rede pode ser dividida nas seguintes partes:

- Geração da concessionária: representa a principal fonte de energia elétrica da rede;
- Concessionária: responsável pela geração e pelas linhas de distribuição, envolvendo manutenção, controle de fluxo de potência e interrupção de fornecimento ou religamento, entre outras funções referentes à distribuição;
- Consumidores: todo e qualquer cliente que apresente um consumo de energia, o qual deve receber energia elétrica de forma ininterrupta;
- Prosumidor: neste projeto é um consumidor que possui uma carga maior, portanto trabalha com geração própria em alguns horários (principalmente em horários de pico) e vende o excedente à companhia de energia elétrica. Além disso, realiza o controle das conexões de sua carga e de sua geração local à rede;
- Geração do prosumidor: representa um DER, ou seja, um recurso de energia distribuída, sendo esta uma geração auxiliar;
- Linhas de distribuição: é o meio por onde a energia se propaga e é distribuída aos consumidores/prosumidores.

A Figura 22 mostra uma visão geral desta rede de distribuição.

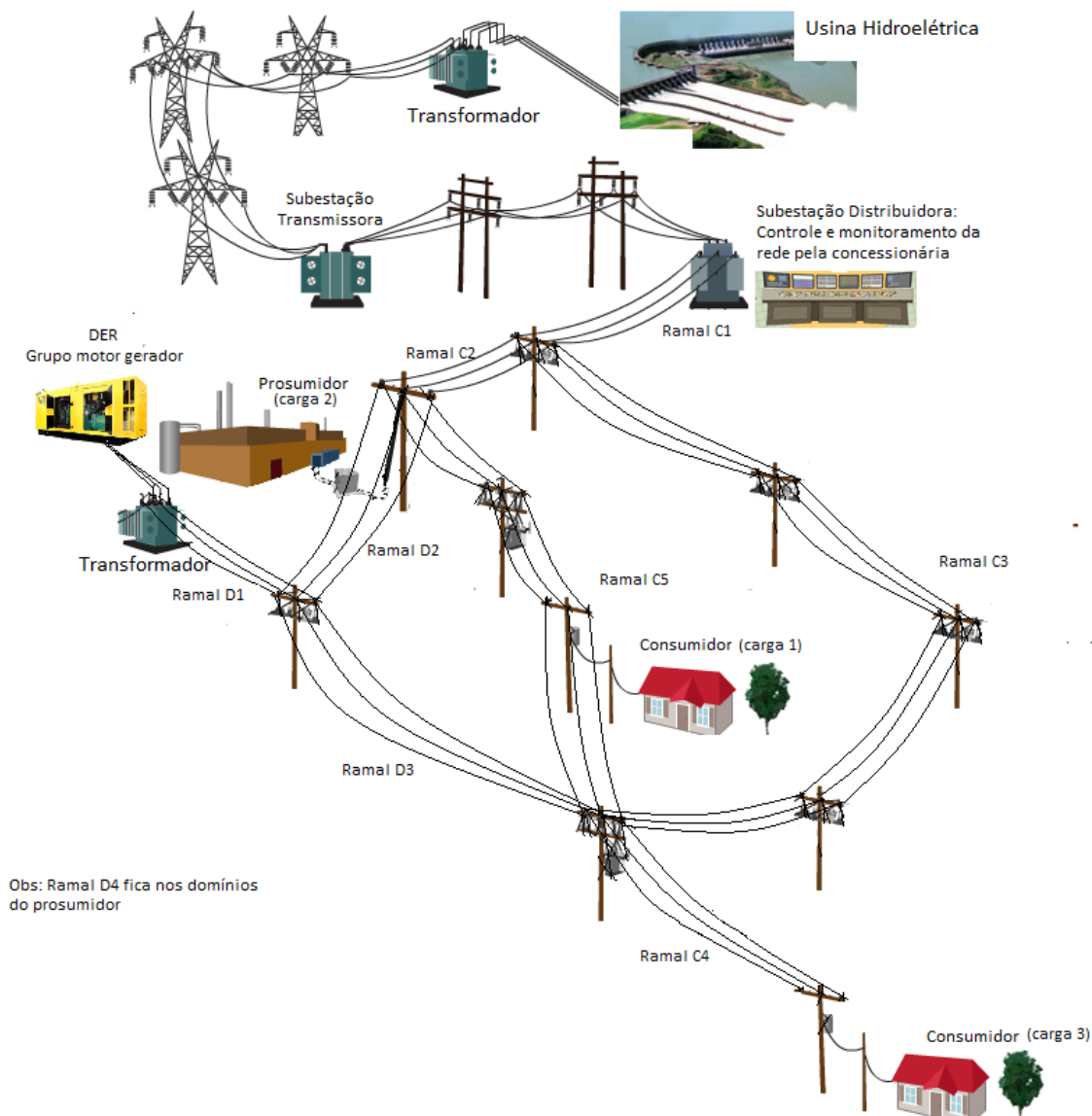


Figura 22– Protótipo de rede de distribuição
Fonte: Autoria própria

Na Figura 22 está representada a rede que foi prototipada. Nela a concessionária realiza a comutação dos ramais designados pela letra C, por meio do controle sobre as chaves localizadas nos postes destes ramais (caso de uso c), podendo variar o ramal de alimentação para determinado consumidor (caso de uso d.2), além de poder gerenciar dificuldades surgidas na rede, como apagões, manutenções, sobrecargas (casos de uso a, a.1, a.2, e, i, i.1). Já o prosumidor possui em seus domínios um DER, tendo a possibilidade de gerar energia e a utilizar para seus processos e/ou injetar o excedente na linha de distribuição (casos de uso b, b.1, h, h.1, h.2, h.3), além de possuir controle sobre chaves específicas desta

redenos ramais designados pela letra D (caso de uso c). Caso queira existe a possibilidade de agendar a operação da geração para determinados períodos do dia, como por exemplo no horário de pico (caso de uso g). Desta forma o prosumidor pode optar por ser alimentado pela concessionária, por seu DER ou por ambas as fontes (caso de uso d.1). Nesta configuração de rede, a concessionária e o prosumidor se comunicam por meio da tecnologia PLC, enviando e recebendo informações sobre os estados das suas respectivas chaves (caso de uso f). Os demais consumidores também podem escolher quem irá ser seu fornecedor de energia (caso de uso d.1), porém a concessionária pode impedir, caso ache necessário, que o consumidor carga 1 seja alimentado pelo DER do prosumidor.

No protótipo, a geração da concessionária foi representada por uma tomada do laboratório utilizado na realização do experimento, a sala de controle da concessionária por um computador, os consumidores por cargas, o prosumidor por outro computador, a geração deste por uma segunda tomada do laboratório e as linhas de distribuição por cabos de cobre.

As gerações da concessionária e do prosumidor foram simplificadas no protótipo a uma única fonte, eliminando assim a existência de uma segunda fonte e o paralelismo entre estas fontes, assuntos estes que não são objetivo deste trabalho e exigiriam vários equipamentos adicionais. A fonte única utilizada foi formada por dois pontos de uma tomada 127 V, vindos do mesmo circuito, evitando assim um possível curto circuito entre fases.

O computador, que trabalhou representando a concessionária (este computador será tratado a partir deste ponto como “concessionária”), realizou o monitoramento e o controle da rede. O controle foi realizado através de oito chaves de comando para o setor referente à companhia de energia, controlando conseqüentemente o fluxo de potência nesta e permitindo desligamentos e religamentos de ramais de alimentação, assim como a manutenção desses ramais no setor citado.

Já o prosumidor, supostamente um consumidor de grande porte, possuía uma geração própria para atender sua carga durante o horário de pico, seja parcialmente ou por completo. Por ser um consumidor de grande porte e demandar uma grande potência foi atribuído a este um fator de potência inferior a um, caracterizando uma carga reativa.

As principais características do prosumidor são consumir, produzir, monitorar e controlar o fluxo de potência dentro de seu domínio. A representação do consumo se deu com uma carga formada por um capacitor e uma lâmpada, gerando um fator de potência capacitivo, simulando, por exemplo, um consumidor de grande porte durante o período noturno. A produção de energia foi simulada com um segundo ponto de tomada como citado previamente. O controle foi realizado pelo computadoracionando seis chaves de comando dentro do setor do prosumidor, permitindo assim desligamentos e religamentos de ramais em seu domínio.

As seis chaves de comando do prosumidor, assim como as oito da concessionária, possuíam um atuador intermediário entre elas e os computadores. Os computadores “concessionária” e “prosumidor” controlavam a atuação de relés, os quais representavam as chaves da rede de distribuição, a partir de dois módulos de saída de relés.

Para simplificar o protótipo, os consumidores de pequeno porte foram representados por cargas puramente resistivas (lâmpadas de 40 W de potência) e posicionados em pontos específicos da rede.

As linhas de transmissão, por sua vez, foram trabalhadas neste protótipo com cabos de cobre, simulando os ramais da rede elétrica. Para tal, os cabos foram conectados entre os dois módulos de saída de relé, fazendo dos relés, as chaves de comando controlados tanto pela “concessionária” como pelo “prosumidor”, para ligar e desligar os ramais de seus respectivos domínios.

No quesito monitoramento, objetivando um protótipo mais simples e barato, foi optado pela obtenção das informações a partir do próprio *software*. Fazendo com que os comandos enviados aos relés (liga ou desliga) fossem enviados também para a parte visual do *software*, permitindo à concessionária e ao prosumidor o monitoramento dos estados dos ramais dentro da sua área de atuação.

Entretanto, estas informações não são suficientes para dar à concessionária e ao prosumidor a visão desejada do estado completo da rede. Para tanto ambos devem conhecer o estado em que se encontram as chaves controladas por cada um, motivo este que torna necessário um canal de comunicação entre ambos. Conforme a tese dos autores, o canal de comunicação é baseado na tecnologia PLC.

Um ponto importante deste protótipo é que todos os consumidores podem receber energia exclusivamente da concessionária e em caso de necessidade,

podem receber energia proveniente tanto da concessionária como do DER. Já o prosumidor tem a possibilidade adicional de ser alimentado unicamente pela energia proveniente do DER. Estas especificações são colocadas em prática através de um chaveamento específico dos ramais de alimentação.

6.2 MATERIAIS UTILIZADOS

Os materiais utilizados neste experimento foram os seguintes:

- Um computador;
- Dois *notebooks*;
- Software LabView;
- Dois módulos de saída de relé da Lite Touch com oito relés cada;
- Duas placas de conversão de sinais RS-232/RS-485;
- Dois modems PLC da AVM, modelo Fritz!;
- Um cabo *crossover*;
- Um cabo de rede Ethernet 10/100 Base-T com interface RJ-45;
- Uma régua de tomadas;
- Dois cabos seriais modelo RS-232 com conectores DB-9;
- Dois cabos conversor USB/Serial (padrão RS-232, conector DB-9);
- Dois cabos USB/5 V CC;
- Três lâmpadas 127 V/ 40 W;
- Um capacitor 127 V/ 35 μ F;
- Cabos banana-banana;
- Garras jacaré;
- Fita isolante;
- Fitas coloridas;
- Alicates;
- Chave de fenda.

Dentre estes elementos, os módulos de saída e os modems PLC serão descritos individualmente nas seções 6.2.1 e 6.2.2.

6.2.1 Módulos de saída

Os módulos de saída de relé com oito saídas foram onde ocorreram as atuações realizadas nos computadores por meio do software LabView. Um destes módulos pode ser visto na Figura 23:



Figura 23 - Módulo de saída de relés
Fonte: Autoria própria

As saídas destes módulos são formadas por conectores ligados a oito relés. A cada dois conectores se tem os pontos de entrada e saída de um dos relés controlados pelo computador. O módulo é alimentado com uma tensão de 127 V através da ligação do neutro em um conector especial para este e da fase no terminal de entrada do primeiro relé.

Os comandos de controle dos relés do módulo são transmitidos do LabView para o módulo através de um cabo serial, conectado em um computador e em uma placa de conversão de sinais, que por sua vez se conecta ao módulo. A placa de conversão de sinais é responsável por adaptar o padrão do cabo serial (RS-232) para o padrão do módulo da Lite Touch (RS-485) e é alimentada com 5 V CC.

Nestes módulos é possível usar um único controlador (computador) para controlar vários módulos em séries, desde que seja feito um simples endereçamento manual destes. Este módulo também possui, além do controle por acionamento computacional, um controle manual.

Este módulo foi escolhido por sua praticidade de instalação (a parte física pode ser testada antes da comunicação entre o computador e o módulo), pela possibilidade de expansão do circuito caso se mostrasse necessário e pela integração prévia deste com o ambiente de programação LabView.

6.2.2 Modems PLC

Os modems PLC utilizados foram da marca AVM, modelo Fritz! Powerline 500E, Alemanha. Estes permitem a transmissão de dados pela rede elétrica, convertendo o sinal que vem do cabo de rede em um sinal codificado em frequência que é acrescido à senóide da energia elétrica. Eles também realizam o processo inverso, resgatando o sinal do cabo de rede e transmitindo adiante. O modem em questão pode ser visto na Figura 24.



Figura 24 - Modem PLC Fritz! Powerline 500E

Fonte: Hardware.Info

Na Figura 24 é possível ver que os modems possuem na sua parte inferior uma entrada para conectar um conector RJ-45e dois botões, sendo um para reiniciar o modem e o outro chamado de *Security*, que integra o modem à uma rede sobre a rede elétrica já existente. Na sua parte frontal existem três LEDs: o primeiro é chamado de *Power* e exibe se o modem está sendo alimentado com energia

elétrica; o segundo chama-se LAN e quando ligado representa que um cabo de rede foi conectado ao modem; e o terceiro chamado de *Powerline*, mostra se o modem está conectado à uma rede de dados sobre a rede elétrica. Por fim, em sua parte traseira, existem dois pinos para conexão em uma tomada.

Suas especificações são exibidas no Quadro 1.

Especificações	
Altura	8,9 cm
Comprimento	6 cm
Largura	3,8 cm
Velocidade de transmissão	500 Mbit/s
Padrão	Homeplug AV
Tipo de encriptação	AES

Quadro 1 - Especificações do Modem PLC

Fonte: Adaptado de Hardware.Info

Pelas dimensões nota-se que os modems são relativamente pequenos. Estes modems seguem o padrão Homeplug AV, o qual é compatível com o padrão IEEE 1901. Este último é um dos padrões escolhidos pela European Union Task Force para comunicação de PLCs em banda larga. Uma característica importante deste modem é que ele envia os dados em *broadcast*, ou seja, um único emissor envia as informações para todos os receptores da rede.

6.3 REDE DE DADOS

Como já citado anteriormente dois computadores foram utilizados para realizar o controle das chaves, sendo que ambos se comunicavam enviando o *status* das chaves que controlavam através de uma rede LAN TCP/IP (Transmission Control Protocol) montada sobre a rede elétrica.

No momento da configuração desta rede os dois computadores foram conectados diretamente com um cabo *crossover*. Um dos computadores foi configurado para ser o servidor e o outro para ser o cliente, sendo suas configurações representadas no Quadro 2.

Configurações	Computador Servidor	Computador Cliente
Endereço IP	192.168.1.2	192.168.1.3
Máscara da <i>subnet</i>	255.255.255.0	255.255.255.0
<i>Gateway</i> padrão	192.168.1.2	192.168.1.2
Servidor DNS	192.168.1.2	192.168.1.2

Quadro 2 - Configuração da rede TCP/IP

Fonte: Autoria própria

O Quadro 2 mostra a configuração do protocolo de Internet para os computadores servidor e cliente. A partir destes ajustes apresentados o computador servidor, quando conectado à Internet via Wireless, atuava como um servidor de Internet para o computador cliente, visto que seu endereço de *gateway* e de DNS (Domain Name System) foram configurados como o IP do computador servidor.

Os testes desta rede foram realizados através de programas previamente prontos do LabView. Nestes programas foram realizadas simples trocas de informações.

Após alguns testes foi decidido trabalhar com o protocolo de transferência DSTP (Data Socket Transfer Protocol), o qual trabalha com troca de informações em tempo real entre um computador servidor e um computador cliente, sendo que os dados de cada um são acessíveis para o outro dentro de um intervalo de tempo configurável.

A tecnologia de Data Socket é baseada no protocolo TCP/IP, e segundo a National Instruments (2013), esta foi desenvolvida para simplificar a troca de dados entre computadores e aplicações, entre as quais se destacam a realização de testes e as aplicações de medições. Além disso, suporta vários tipos de protocolos como HTTP (Hypertext Transfer Protocol), o já citado DSTP, entre outros.

No passo seguinte a rede foi testada incluindo-se os modems PLC. Neste caso um computador foi conectado a um modem por meio de um cabo *crossover* e o modem foi conectado a um ponto de tomada. O segundo computador foi conectado ao segundo modem PLC por meio de um cabo de rede categoria 5E e o modem foi conectado a outro ponto de tomada do mesmo circuito.

Após o término dos testes foi iniciada a escrita do código para a aplicação em si.

6.4 PROGRAMAÇÃO COM LABVIEW

Para realizar o controle do experimento foram criados dois programas na linguagem LabView localizados em computadores diferentes, sendo um deles dedicado para a concessionária e outro para o prosumidor.

A tela principal do programa mostra uma interface para o usuário, exibindo o estado atual da rede e de suas chaves em tempo real além de permitir alguns controles nesta rede. A interface do programa para o operador da concessionária é mostrada na Figura 25, ficando a ressalva de que as ligações mostradas no desenho principal foram realizadas entre os relés dos módulos de saída apresentados na seção 6.2.1 e que cada módulo é controlado individualmente por um computador específico.

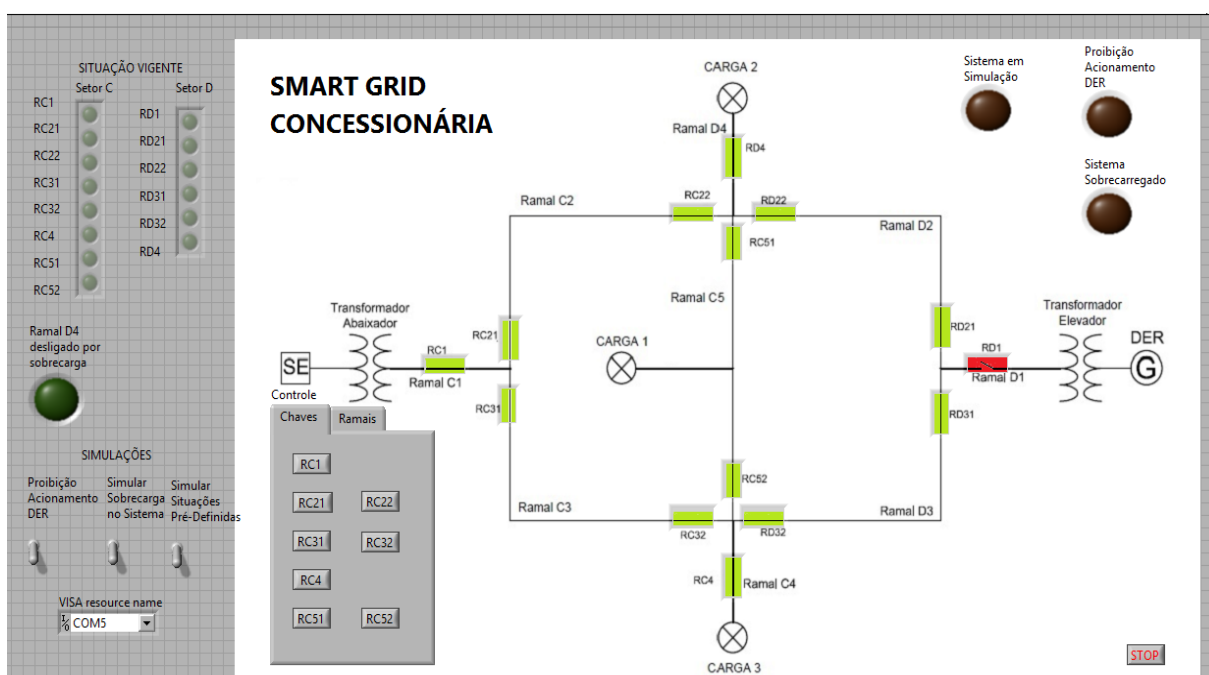


Figura 25 - Interface para a concessionária
Fonte: Autoria própria

Na interface apresentada é possível fazer um acompanhamento completo e em tempo real da situação da rede elétrica em duas formas: por LEDs na lateral da interface, mostrando de forma simplificada a posição das chaves de comando, sendo que o setor C representa o estado das chaves controladas pela concessionária e o setor D representa o estado das chaves controladas pelo prosumidor (RD1, RD21, RD22, RD31, RD32 e RD4); e na imagem, por meio de

figuras representando a abertura (na cor vermelha) e o fechamento (cor verde), nela também é exibido os caminhos por onde a energia pode circular. Tanto os LEDs como as posições das chaves na imagem representam o estado das chaves de comando e estes estados são transmitidos pela conexão definida no item 6.3 a cada 500 ms.

Na parte inferior esquerda da imagem encontram-se os botões *push* responsáveis pelo controle das chaves e dos relés, sendo estas opções separadas por abas. Por meio destes botões é possível controlar as chaves (RC1, RC21, RC22, RC31, RC32, RC4, RC51 e RC52) individualmente, ou ainda controlar os ramais (C1, C2, C3, C4 e C5), possibilitando desta forma a abertura e fechamento de mais de uma chave ao mesmo tempo.

No canto inferior esquerdo existem alguns botões que permitem a realização de algumas simulações e a proibição do acionamento da geração pelo DER. Esta última opção foi criada para impedir que a chave RD1 seja fechada pelo prosumidor em determinados instantes. Isto se deve ao fato de que em alguns momentos do dia a energia produzida pela concessionária é muito baixa em relação a sua capacidade de produção, tornando a eficiência da geração menor e o prejuízo maior. No caso de mais energia ser injetada na rede por alguma outra geração, o prejuízo para a concessionária poderá se tornar ainda maior. Esta condição é mostrada para o operador no LED localizado no canto superior direito.

Com relação às simulações, o primeiro botão simula uma sobrecarga no sistema, sendo esta sobrecarga indicada em um dos LEDs localizado no canto superior direito. No caso de sobrecarga foi configurado que a carga 2 seja retirada do circuito pela abertura do ramal D4, impedindo que o prosumidor modifique o estado deste ramal.

A última chave simula situações predefinidas, as quais realizam trocas automáticas dos estados das chaves em um intervalo de tempo definido no programa. Esta situação foi utilizada para realização de testes, os quais serão detalhados posteriormente. Nesta situação tanto os operadores da concessionária quanto o prosumidor não conseguem realizar mudanças nos estados e um dos LEDs no canto superior da interface mostra ao operador que a simulação está ligada. O VISA *resource name* representa a porta do computador pelo qual está sendo feita a interface do programa em LabView para o módulo de saída.

A Figura 26 mostra a interface para o prosumidor.

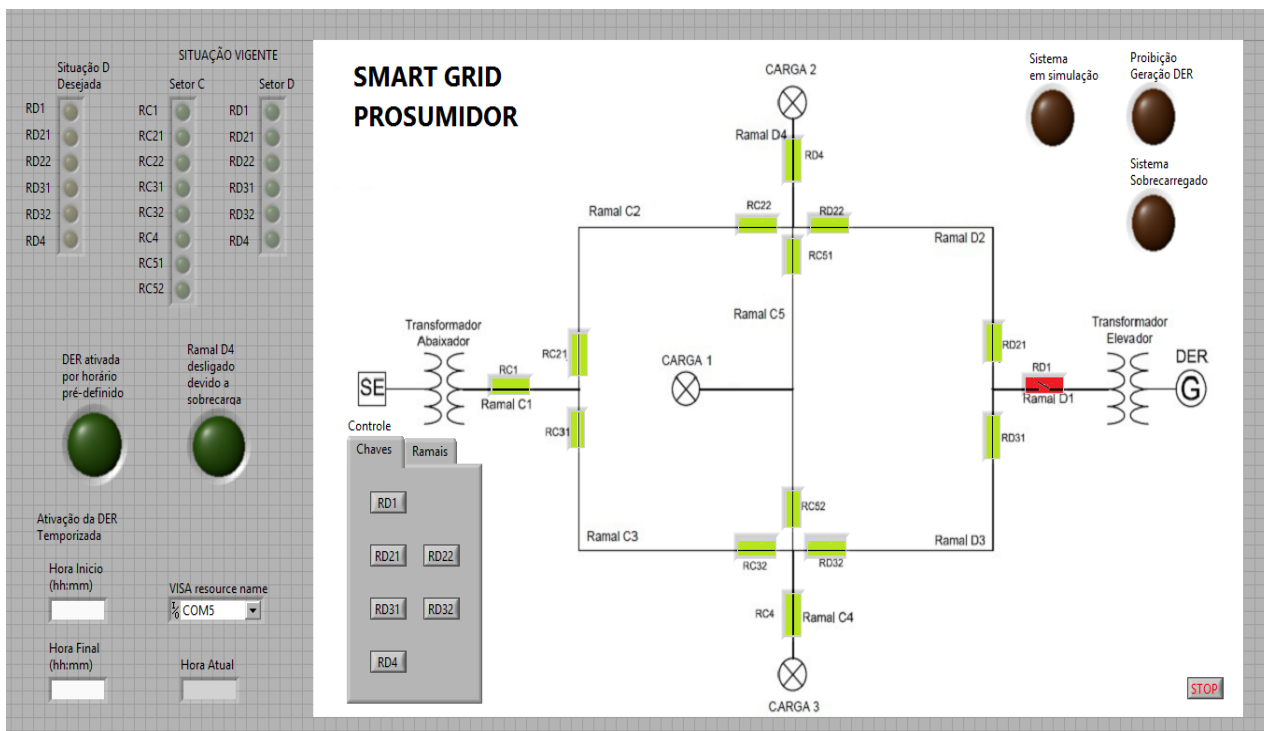


Figura 26 - Interface para o prosumidor
Fonte: Autoria própria

Na interface existem várias situações similares as já anteriormente explicadas para a concessionária, como:

- Os botões *push* de controle de chaves (neste caso RD1, RD21, RD22, RD31, RD32 e RD4) e ramais (D1, D2, D3, D4);
- As figuras e os LEDs no canto superior esquerdo indicando os estados das chaves;
- Os LEDs no canto superior direito que indicam determinadas situações vigentes na rede;
- O *VISA resource name*.

O prosumidor tem a possibilidade adicional de visualizar por meio dos LEDs localizados no canto superior esquerdo qual a situação desejada das chaves de seu domínio, ou seja, o estado teórico das chaves de acordo com o que foi determinado pelos controles. Coloca-se em evidência que estes estados nem sempre são os reais, pois algumas situações e simulações obrigam as chaves a se manterem em determinados estados.

Outra mudança é a possibilidade de injetar a energia gerada pelo DER em um intervalo de tempo escolhido pelo prosumidor. No canto inferior esquerdo o usuário pode digitar o horário de início e término desta injeção de energia, assim

como ter acesso ao horário atual. No período escolhido a chave RD1 fica ligada independente do controle emitido pelo prosumidor, porém se a proibição de acionamento do DER for ligada pela concessionária essa injeção de energia fica impedida de acontecer.

Um ponto definido para ambos programas é que caso haja algum problema na escrita ou leitura dos dados transferidos entre os computadores, o número do erro fica salvo em um arquivo .txt em pastas chamadas erros de leitura ou de escrita dependendo do erro. Nestes arquivos .txt ficam especificados a data, horários e tipos dos erros que ocorreram no momento em que o programa está rodando.

Outro fato a se destacar no desenho principal das duas interfaces é que a carga 2 (o prosumidor) pode funcionar independente da geração de concessionária, dependendo apenas do chaveamento correto das chaves. Esta é uma característica única para este tipo de consumidor, o qual pode gerar sua própria energia e ser alimentado pela concessionária, por sua geração própria ou por ambos.

6.5 MONTAGEM

Para montagem do experimento foram levados em consideração a forma de conexão dos ramais da rede de distribuição, feitas entre os relés dos módulos de saída, e a conexão entre os computadores, feita pela rede elétrica existente entre ambos.

A Figura 27 mostra um esquemático da ligação realizada entre os computadores e entre os módulos sem a inserção de cargas no circuito.

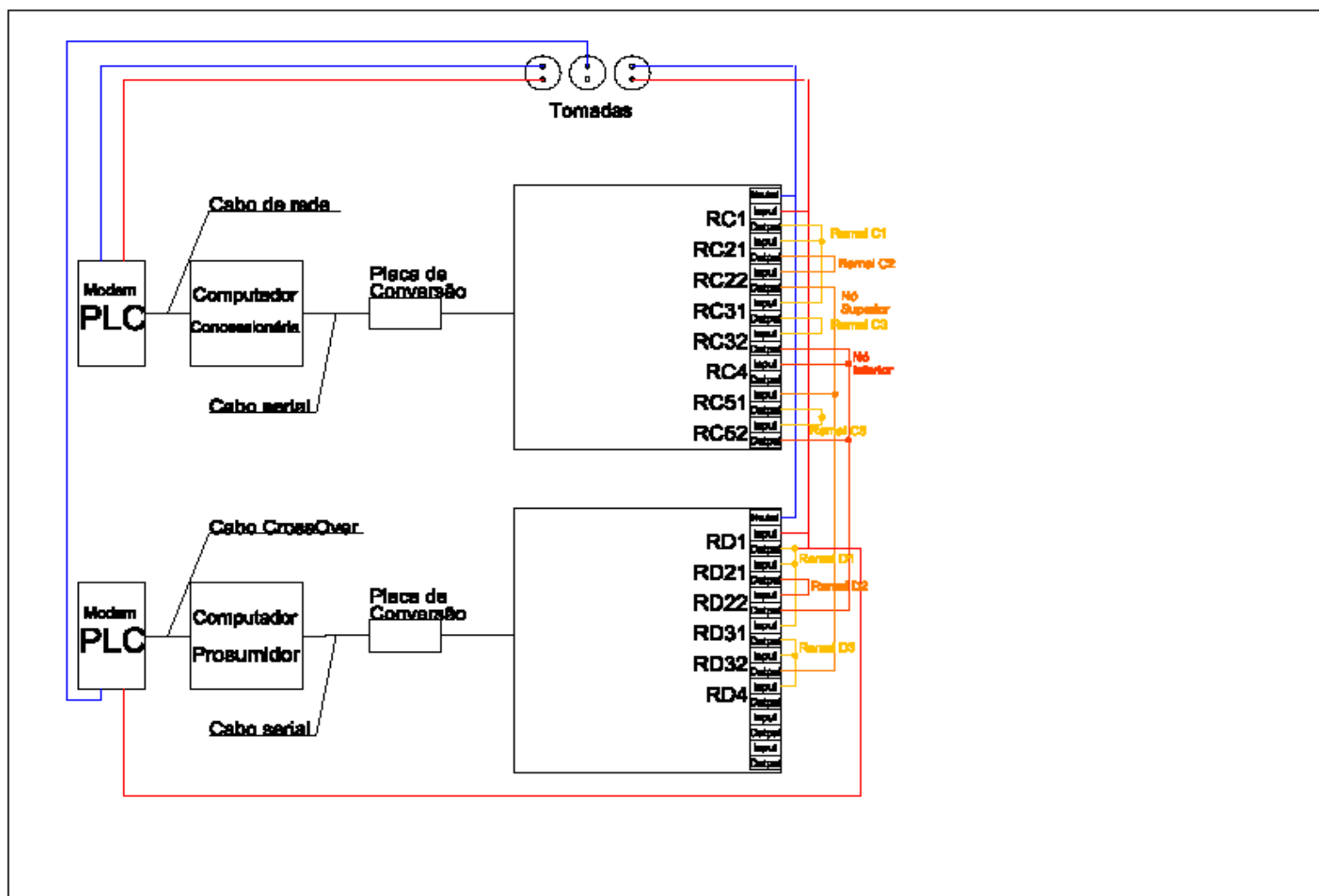


Figura 27 - Esquemático de ligação sem cargas
 Fonte: Autoria própria

Na Figura 27 pode-se perceber que as ligações físicas entre as entradas e saídas dos relés formam o protótipo da rede de distribuição apresentada nas Figuras 25 e 26 e que os relés atuam como as chaves deste circuito. Os conectores *neutral* e *input* do relé 1 (entrada do relé 1) de cada módulo foram conectados entre si e com a rede elétrica por uma régua de tomadas, realizando assim a alimentação destes. Na régua de tomadas um dos lados foi padronizado como neutro (cabo azul) e o outro como fase (cabo vermelho).

Um dos computadores foi conectado ao modem PLC por meio de um cabo Ethernet, sendo que o modem foi conectado à rede elétrica em uma régua de tomadas.

Já o outro computador foi conectado ao modem PLC através de um cabo *crossover*. Como era desejado que a conexão entre os computadores ocorresse sobre o protótipo da rede de distribuição, um dos conectores do modem foi considerado a fase e o outro conector o neutro. O neutro foi conectado diretamente ao neutro da régua de tomadas e o conector fase foi conectado entre a saída do relé chamado de RD1 e os dois ramais que derivavam deste (D2 e D3). Assim, a comunicação entre os modems ficou condicionada à existência de no mínimo um canal de comunicação sobre o protótipo até o outro modem, sendo que este caminho é criado pelo fechamento de ramais do circuito.

A Figura 28 mostra em detalhes a conexão realizada entre os relés dos módulos de saída para a criação de um protótipo do circuito.



Figura 28 – Conexão entre os relés
Fonte: Autoria própria

Na Figura 28 pode-se notar que os relés de cada módulo de saída foram nomeados de acordo com as chaves para controle da concessionária e do prosumidor e que, naquele momento, as cargas ainda não haviam sido conectadas ao circuito.

Na Figura 29 pode-se ver como foi realizada a conexão de um dos computadores à rede de dados.

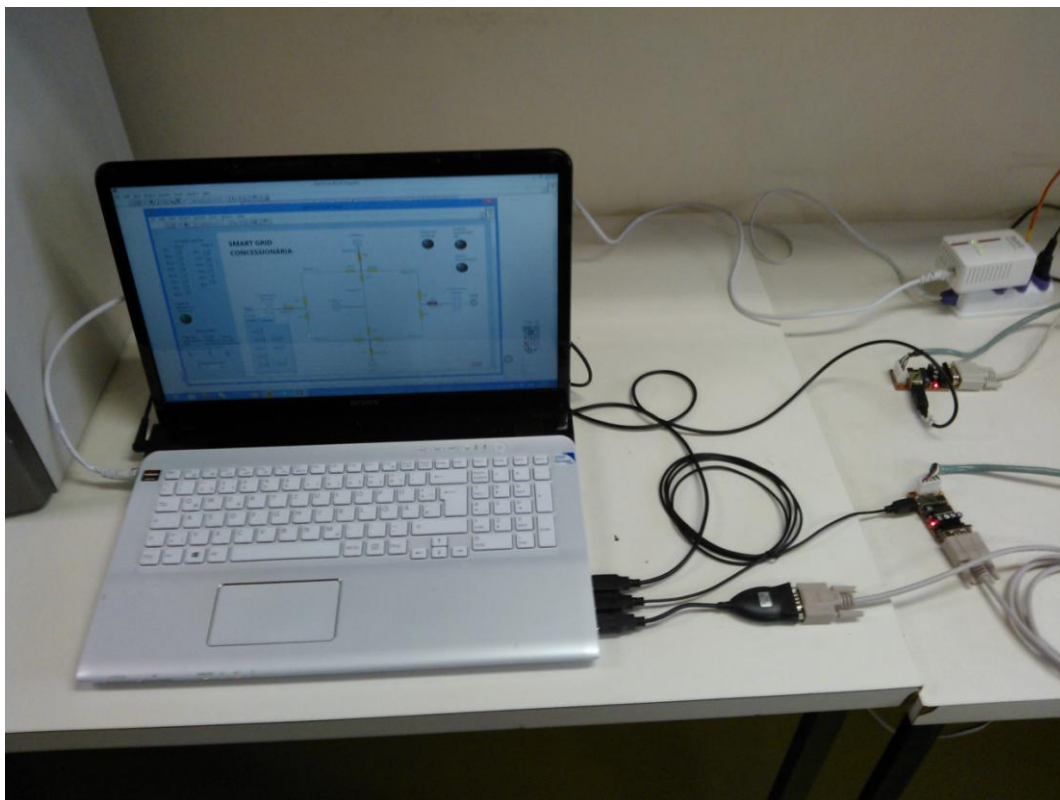


Figura 29 - Conexão de um computador à rede de dados

Fonte: Autoria própria

Pode-se ver na Figura 29 a ligação do computador ao modem PLC por meio de um cabo Ethernet, assim como a conexão à placa de conversão de sinais por meio de um cabo conversor USB/Serial. Além disso, fica evidenciado que o modem PLC foi conectado à régua de tomadas.

A Figura 30 exibe a conexão do segundo computador à rede de dados.

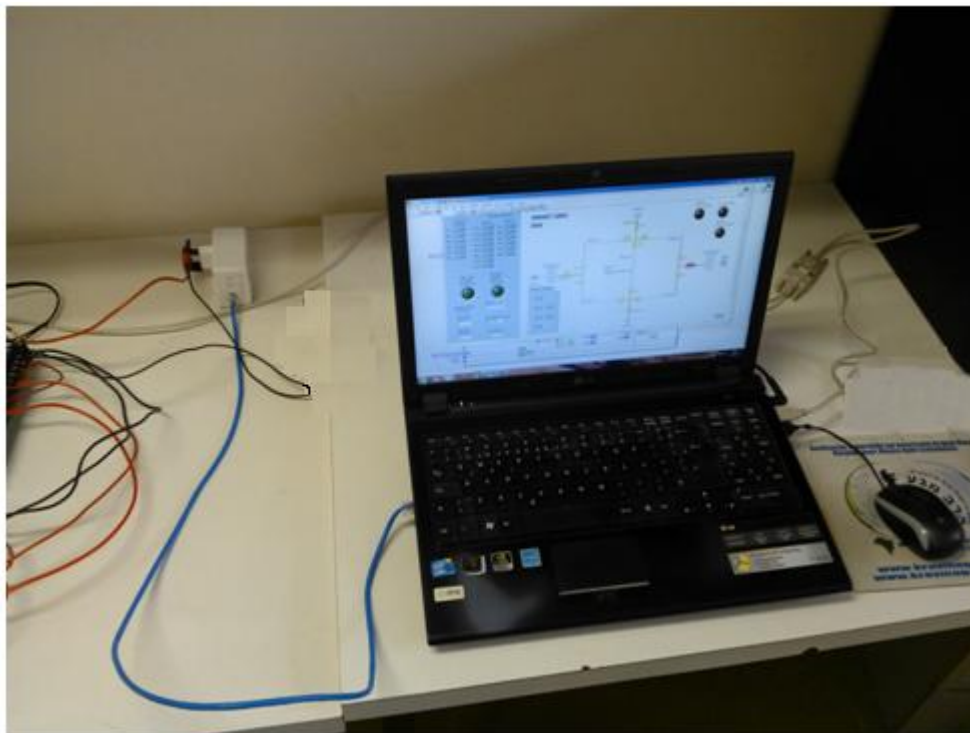


Figura 30 - Conexão do segundo computador à rede de dados
Fonte: Autoria própria

Na Figura 30 o computador foi conectado ao modem PLC através de um cabo *crossover* e, assim como o anterior, foi conectado à placa de conversão de sinais por meio de um cabo conversor USB/Serial. Já o modem PLC teve um dos conectores ligado diretamente ao neutro da régua de tomadas, fato este que fica evidenciado na Figura 31 (abaixo) e o outro conector foi ligado entre a saída do relé chamado de RD1 e os dois ramais que derivavam deste (D2 e D3).

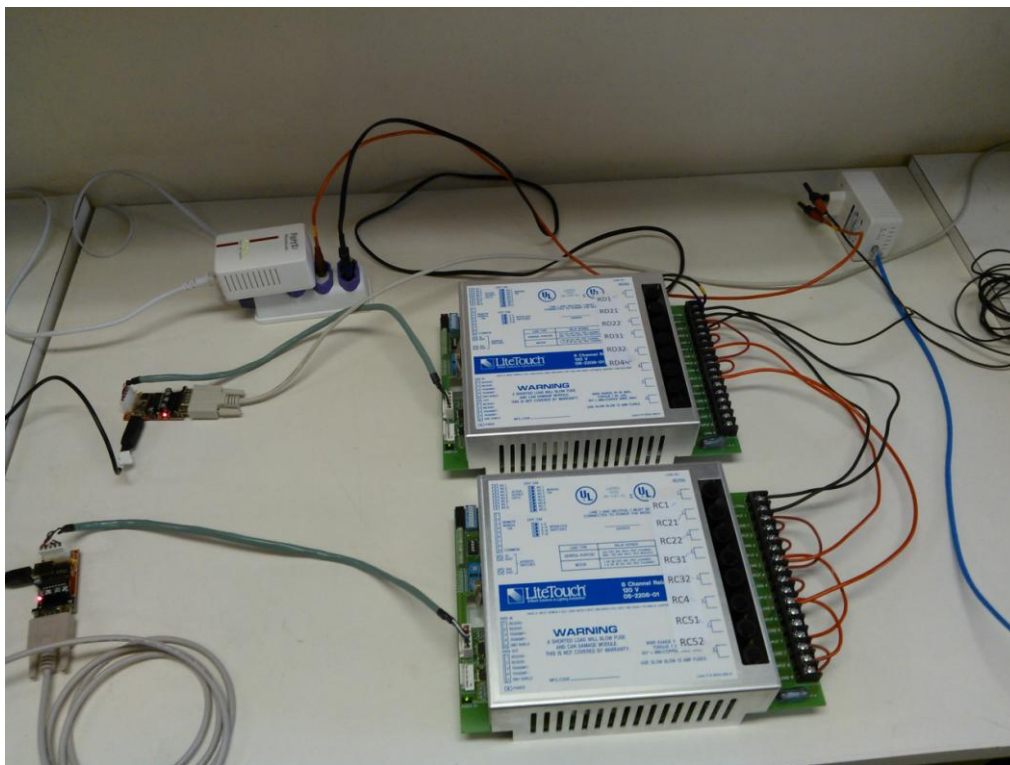


Figura 31 - Conexão à rede elétrica
Fonte: Autoria própria

Na Figura 31 também é possível ver que o módulo do prosumidor teve os conectores *neutral* e *input* do relé 1 (entrada do relé 1) conectados à rede elétrica, pela régua de tomadas, para alimentação dos dois módulos. A Figura 32 mostra a montagem final para início dos testes.

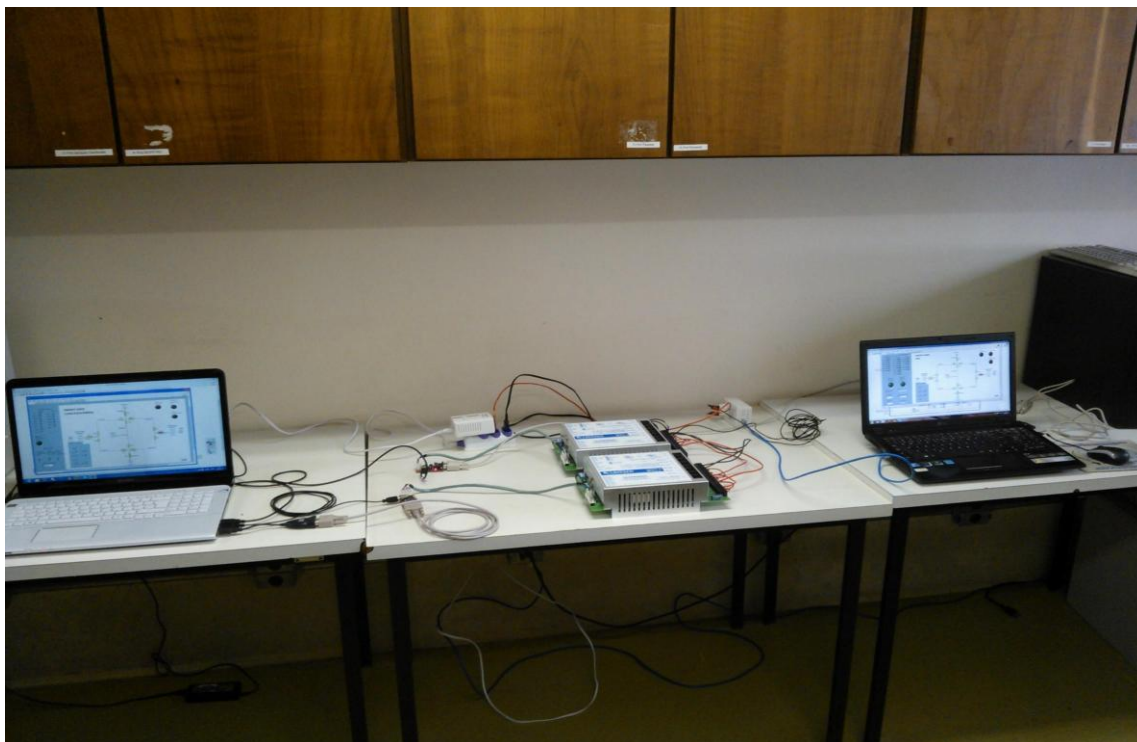


Figura 32 - Montagem final sem carga
Fonte: Autoria própria

Na segunda bateria de testes foram adicionadas duas lâmpadas à rede, sendo estas as cargas 1 e 3. Estas cargas representavam a adição de dois consumidores à rede. O esquemático desta ligação está representado na Figura 33.

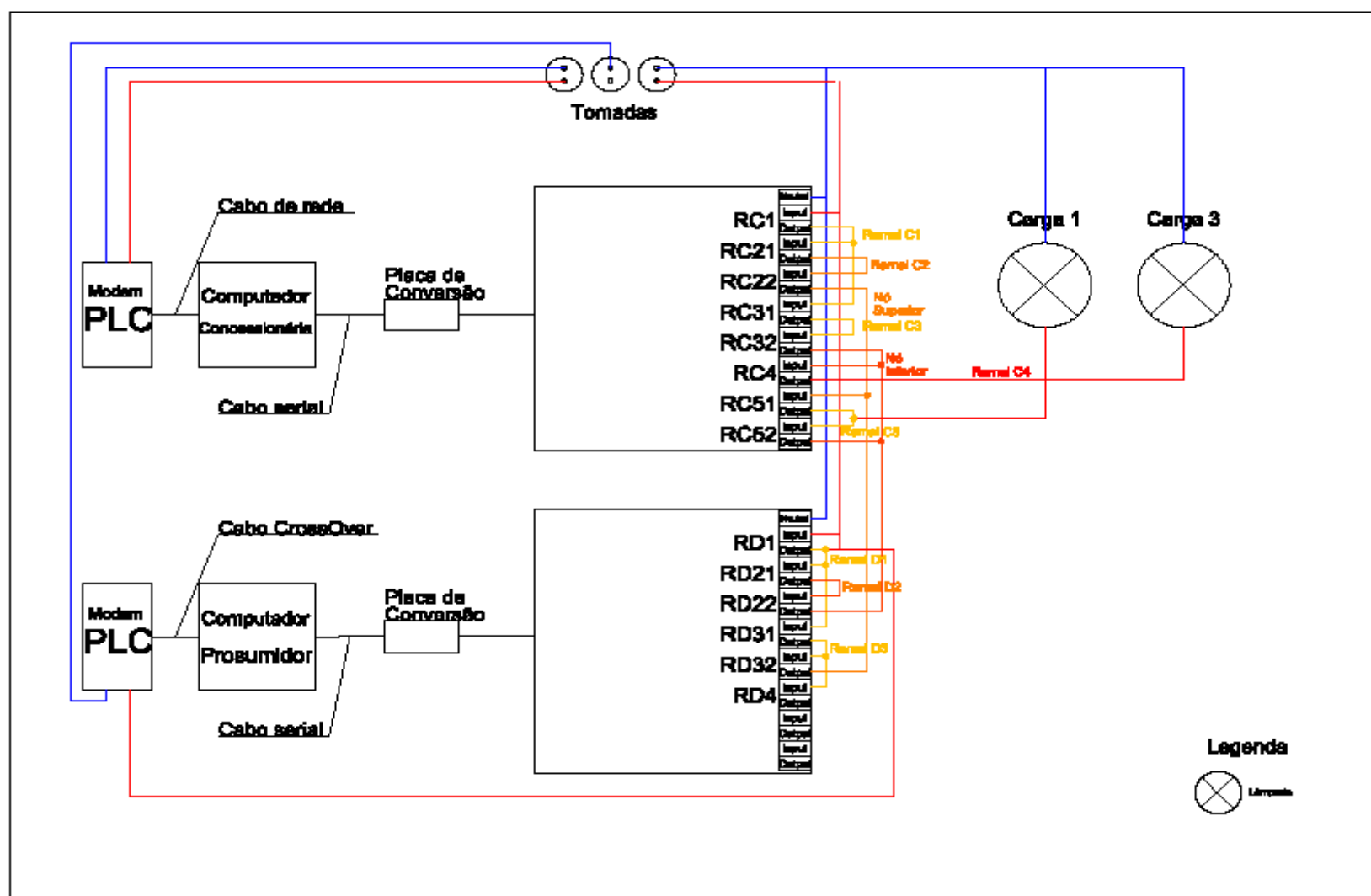


Figura 33 - Esquema de ligação com duas cargas
 Fonte: Autoria própria

A Figura 33 mostra que a ligação dos equipamentos é a mesma que a realizado anteriormente, apenas incluindo as duas lâmpadas. A fase da carga 1 ficou localizada no ramal C5, entre os relés RC51 e RC52, e a fase da carga 3 ficou localizada no ramal C4, ou seja, acionada pelo relé RC4. Os neutros de ambas as cargas foram conectadas no neutro da régua de tomadas. Na Figura 34 é possível ver a montagem final para este esquemático, destacando as duas lâmpadas conectadas ao circuito.

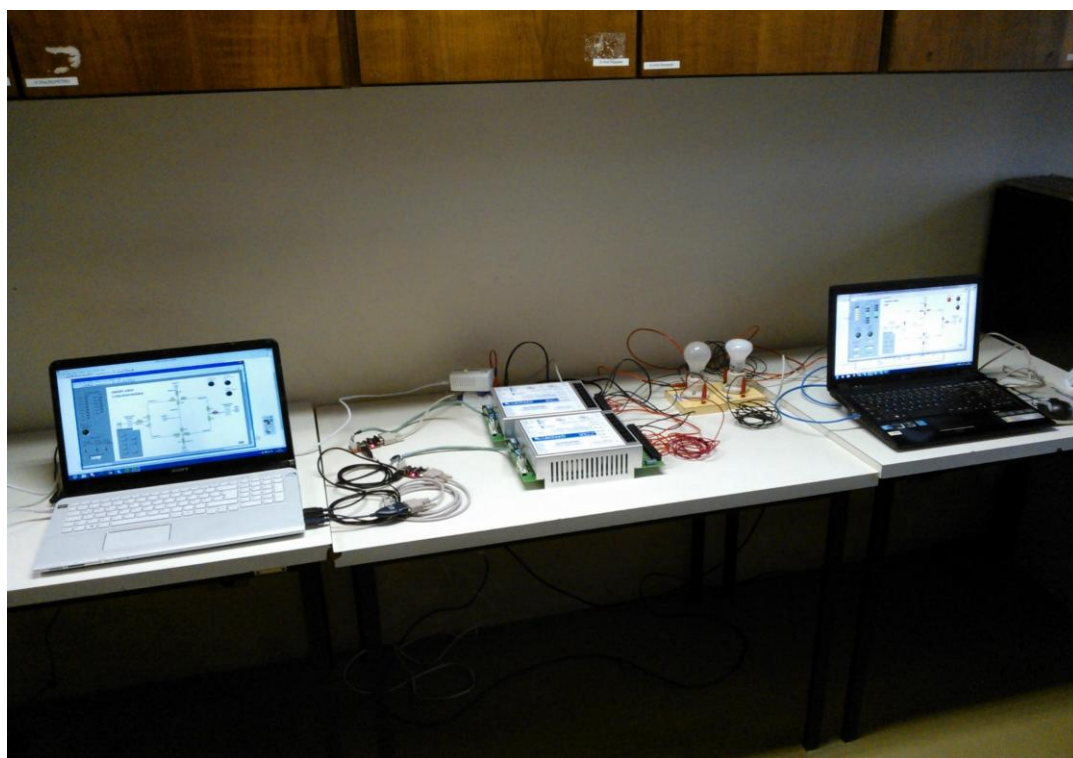


Figura 34 - Montagem para duas cargas
Fonte: Autoria própria

Na outra sequência de testes um capacitor em paralelo com uma lâmpada foram adicionadas ao circuito, representando a carga 2, ou seja, o prosumidor. A Figura 35 mostra este esquemático de ligação.

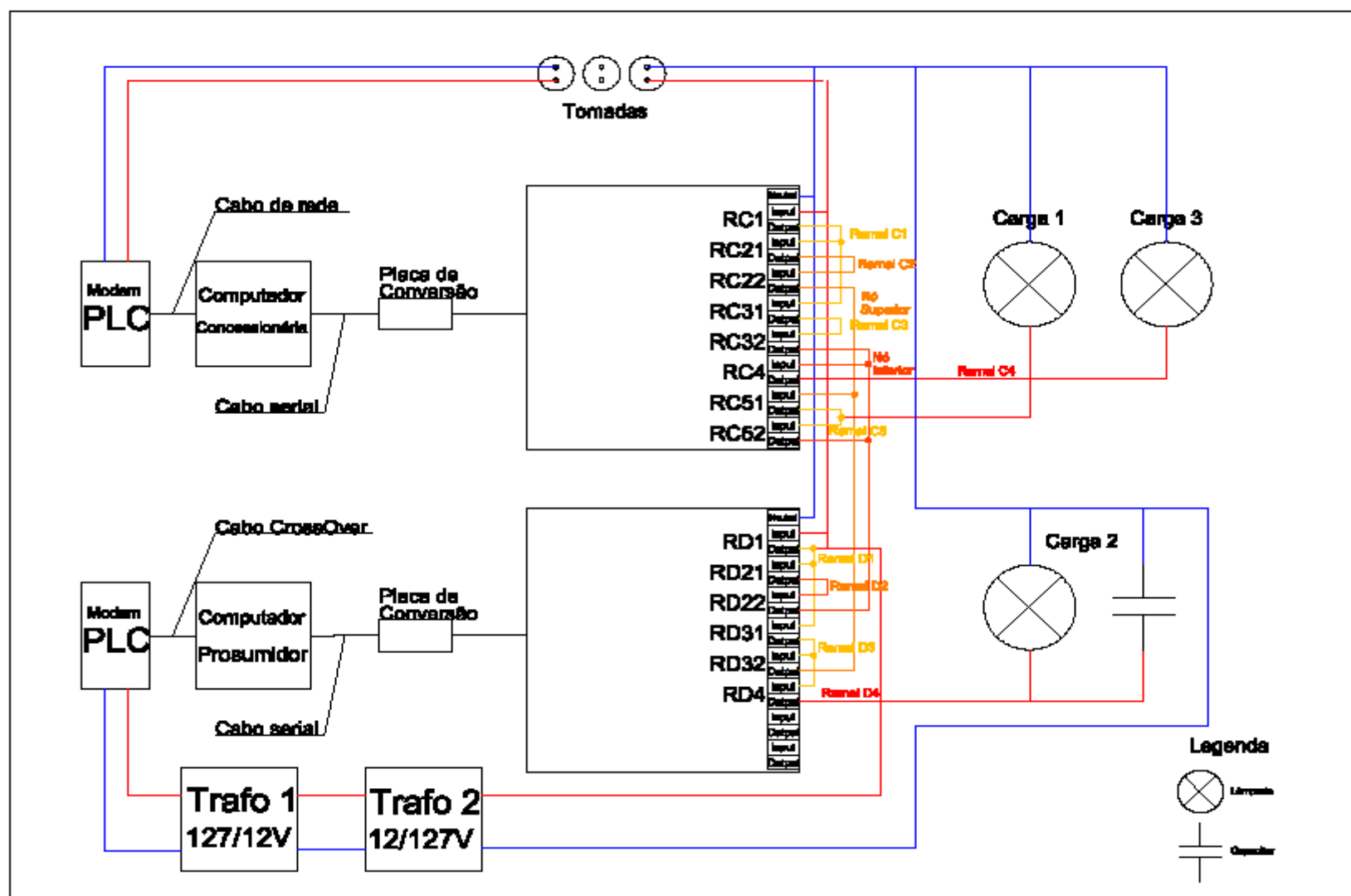


Figura 35 - Esquema de ligação com três cargas

Fonte: Autoria própria

Através da Figura 35 consegue-se perceber que a fase da carga 2 foi conectada no ramal D4, sendo acionada pelo relé RD4. Já seu neutro foi conectado ao mesmo ponto de conexão que os neutros das outras cargas. A Figura 36 mostra em detalhes as três cargas inseridas ao circuito.

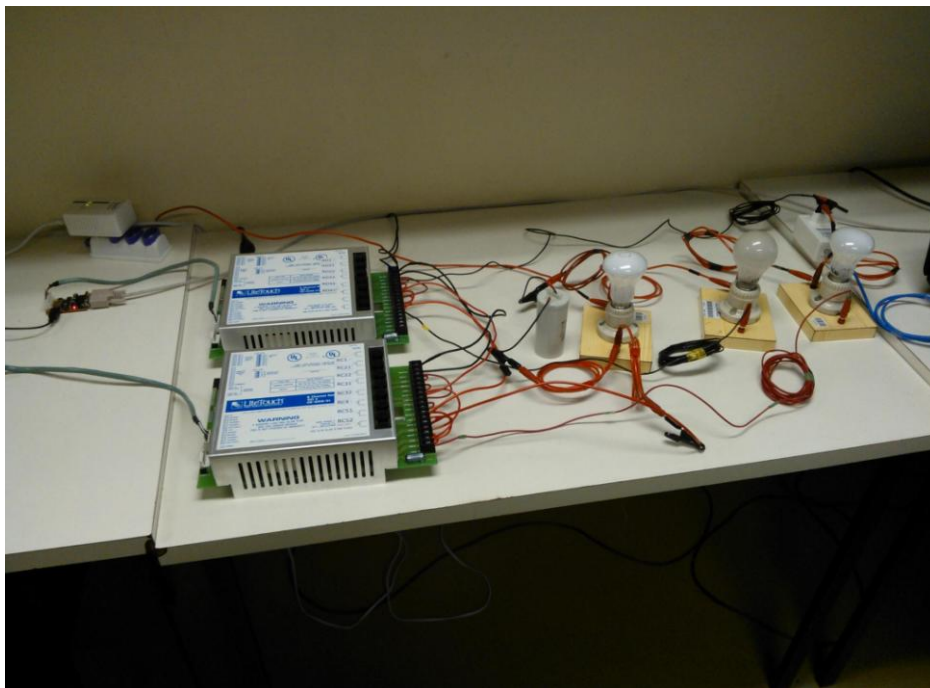


Figura 36 - Montagem com carga total
Fonte: Autoria própria

Como já explicado existem alguns modems PLC cujas transmissões não conseguem ser transmitidas através de transformadores de distribuição. Testes utilizando transformadores de baixa tensão para média tensão não foram possíveis de serem realizados, devido à dificuldade de obtê-los e operá-los. Então neste trabalho estes transformadores foram simulados por meio de transformadores de 127 V/12 V. A Figura 37 demonstra este novo esquemático mantendo-se as três cargas.

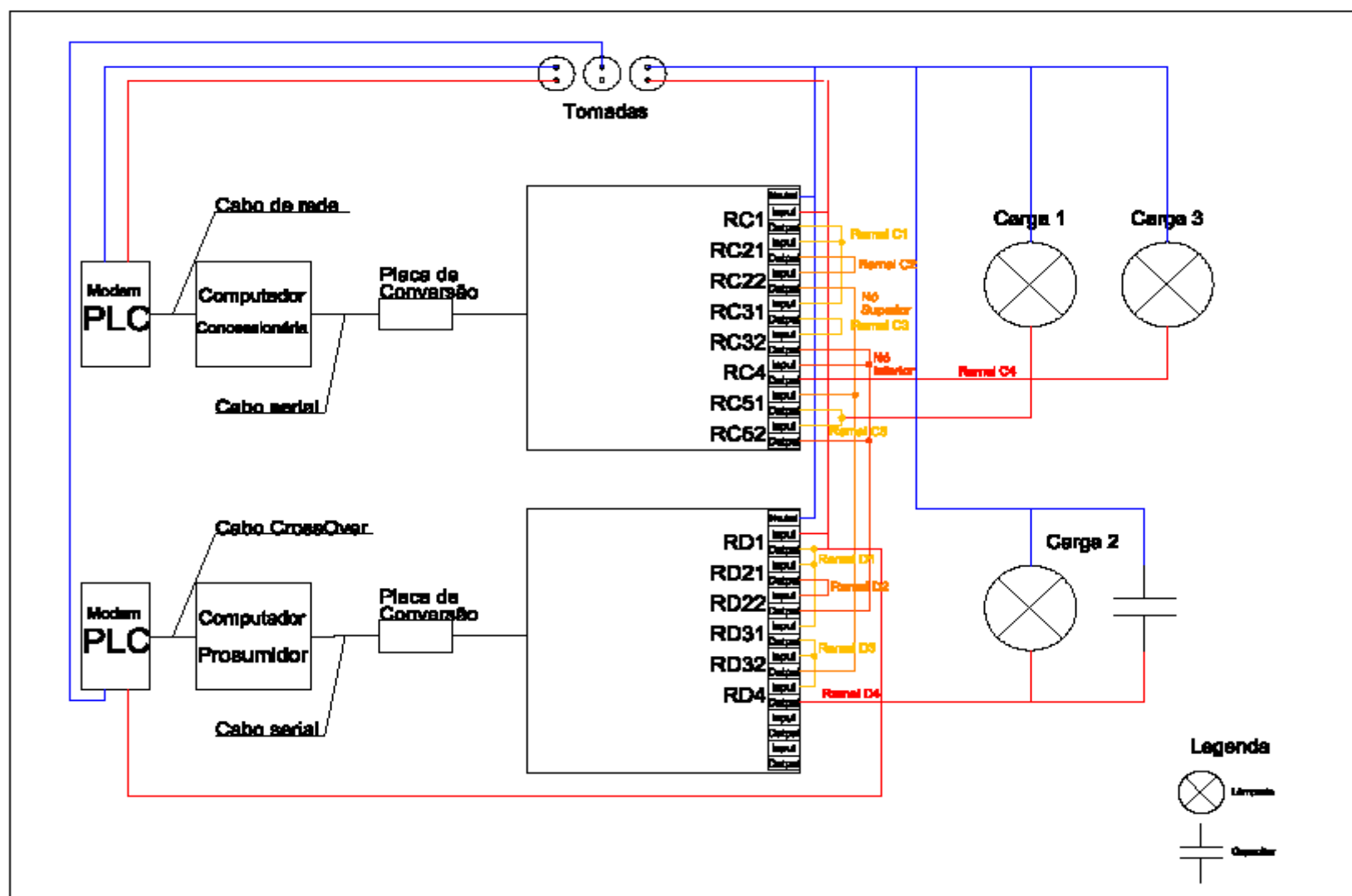


Figura 37 – Esquemático de ligação com três cargas e transformadores

Fonte: Autoria própria

Neste ajuste da montagem um dos transformadores teve o lado de 127V conectado à saída do relé RD1 e seu lado de 12V foi conectado ao lado de 12V do segundo transformador. O lado de 127 V deste segundo transformador foi conectado a partir ao conector fasedo modem PLC . A Figura 38 apresenta este esquemático em detalhes.

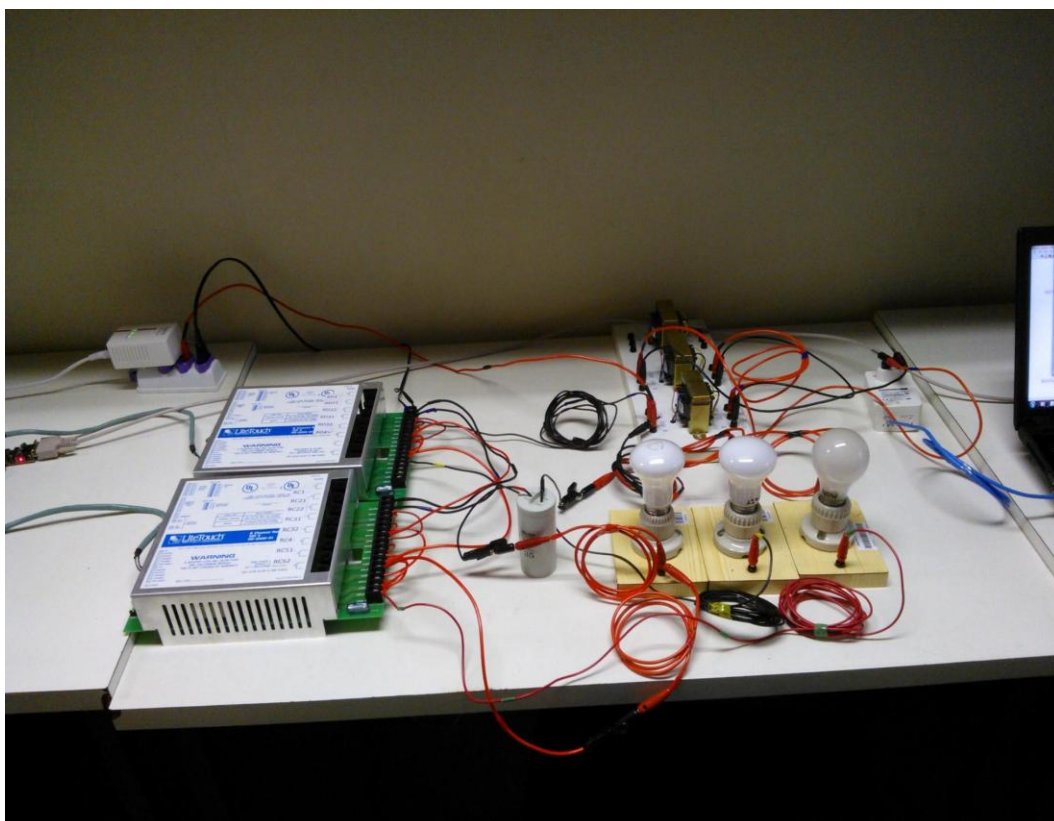


Figura 38 - Montagem com carga total e transformadores
Fonte: Autoria própria

Nota-se que as cargas se mantiveram na mesma posição que nos testes anteriores, porém os transformadores foram inseridos entre o modem PLC e sua conexão ao módulo.

6.6 TESTES

Foram realizados diversos testes abordando o protótipo de várias maneiras. Os testes iniciais foram realizados sem nenhuma carga no circuito e abordavam o funcionamento das simulações criadas para este protótipo (sobrecarga no sistema,

proibição de acionamento do DER e definição de horário de funcionamento do DER). Os demais testes abordaram a seguinte metodologia:

1. Teste da conexão entre os dois computadores;
2. Avaliação do controle dos módulos por cada computador, testando a conexão entre os computadores ao se variar o número de caminhos que os dados percorriam sobre a rede elétrica simulada;
3. Testes com a inserção da energia a partir do DER;
4. Simulação de situações predefinidas através do ligamento do respectivo botão. A simulação é feita pelo chaveamento dos relés automaticamente e independente do controle dos usuários, a fim de determinar se erros de transmissão ocorrem quando os canais de transmissão variam continuamente. Foi especificado que o relé RD1 fosse mantido aberto nas simulações, e a energia fosse apenas injetada por meio da concessionária.

Os testes foram feitos seguindo a ordem das montagens apresentadas no tópico 6.5.

6.6.1 Testes das simulações

As simulações de sobrecarga no sistema, proibição de acionamento de geração do DER e escolha do horário de injeção de energia pelo DER foram realizados na configuração sem carga, apenas com conexão entre os computadores pelo PLC. Foi definido assim, pois desde que haja conexão entre os computadores, o código do programa funciona independente do modo como a conexão foi realizada.

Ao se ligar a simulação de sobrecarga simula-se que a rede como um todo esteja sobrecarregada e para sanar este problema, a carga 2 é retirada do circuito pela abertura do ramal D4, impedindo que o prosumidor modifique o estado deste ramal.

A proibição de acionamento do DER simula uma situação de impedimento de acionamento da chave RD1 pelo prosumidor em determinados instantes. Isto se deve pelo fato de que em alguns momentos do dia a energia consumida é muito baixa e a concessionária acaba tendo uma eficiência pequena. No caso de mais

energia ser injetada na rede por alguma outra geração, o prejuízo para a concessionária, proveniente da ineficiência, poderá se tornar ainda maior.

Na última simulação o prosumidor determina o horário de início e de término de injeção de energia ao sistema pelo DER. No período escolhido a chave RD1 fica ligada independente do controle emitido pelo prosumidor, porém se a proibição de acionamento do DER for ligada pela concessionária essa injeção de energia fica impedida de acontecer.

6.6.2 Testes sem carga

Os primeiros testes foram feitos na configuração mostrada na Figura 32. Os testes seguiram a metodologia já explanada e o período que foi realizada a última etapa foi de doze horas, sendo que cada situação foi mantida por dez segundos. A ordem de abertura das chaves está especificada no Quadro 3 e a Figura 39 ilustra esta configuração, lembrando que as chaves em vermelho estão abertas e as chaves verdes estão fechadas.

Situação	Relés abertos	Relés fechados
1	RC4, RD1, RD4	RC1, RC21, RC22, RC31, RC32, RC51, RC52, RD21, RD22, RD31, RD32
2	RC21, RC22, RC4, RC51, RC52, RD1, RD21, RD22, RD4	RC1, RC31, RC32, RD31, RD32
3	RC4, RC51, RC52, RD1, RD4	RC1, RC21, RC22, RD31, RD32, RD21, RD22, RD31, RD32
4	RC31, RC32, RC4, RC51, RC52, RD1, RD31, RD32, RD4	RC1, RC21, RC22, RD21, RD22
5	RC4, RD1, RD31, RD32, RD4	RC1, RC21, RC22, RC31, RC32, RC51, RC52, RD21, RD22
6	RD21, RD22, RC4, RD1, RD31, RD32, RD4	RC1, RC31, RC32, RC51, RC52, RD21, RD22

Quadro 3 - Estados predefinidos (sem carga)

Fonte: Autoria própria

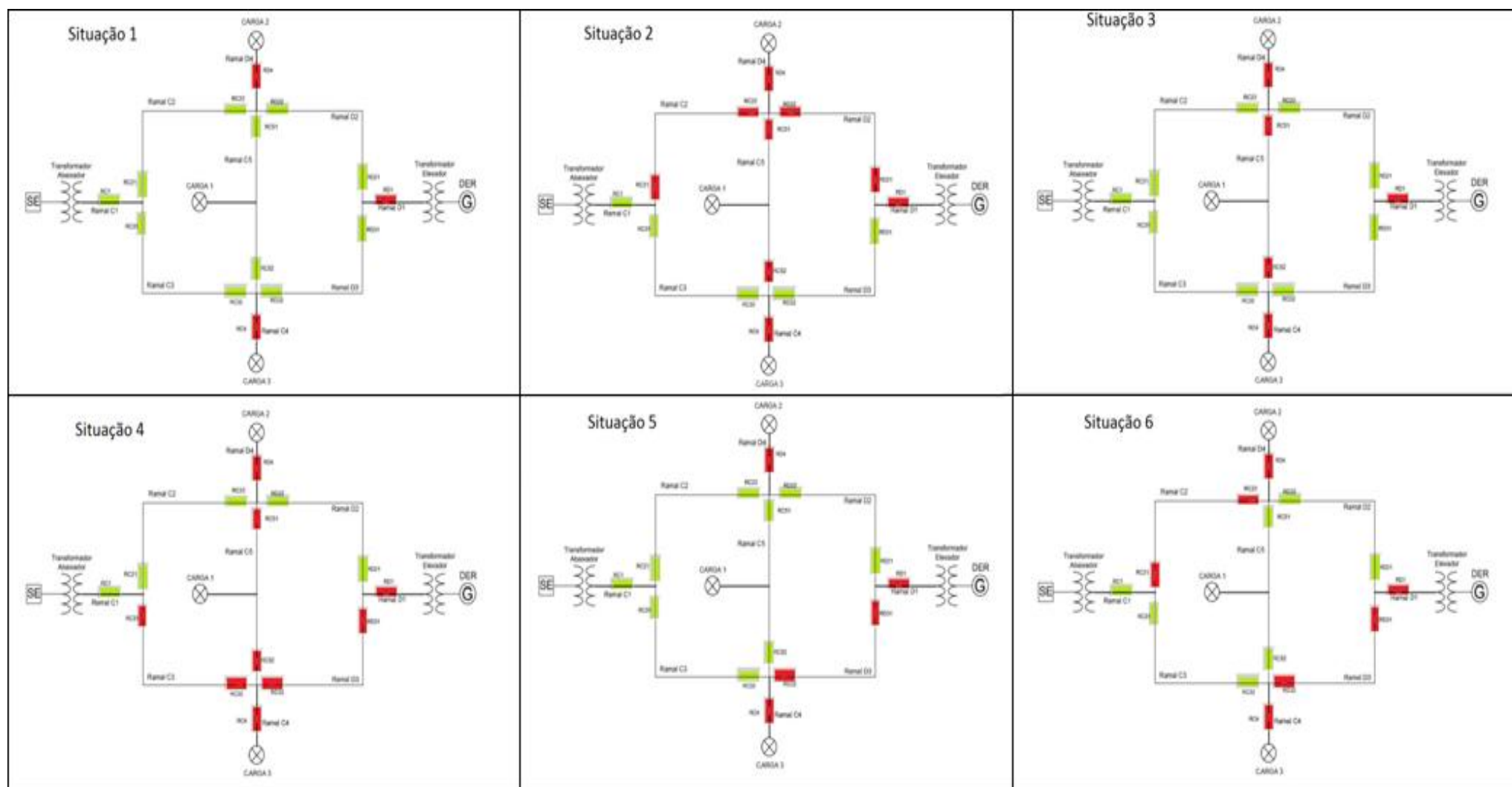


Figura 39 - Situações das chaves (sem carga)

Fonte: Autoria própria

Como é possível notar pela Figura 39, com estas combinações foi possível testar se a conexão pela rede elétrica continuava funcionando variando o número de caminhos e os ramais que os dados transmitidos poderiam percorrer.

6.6.3 Testes com duas cargas

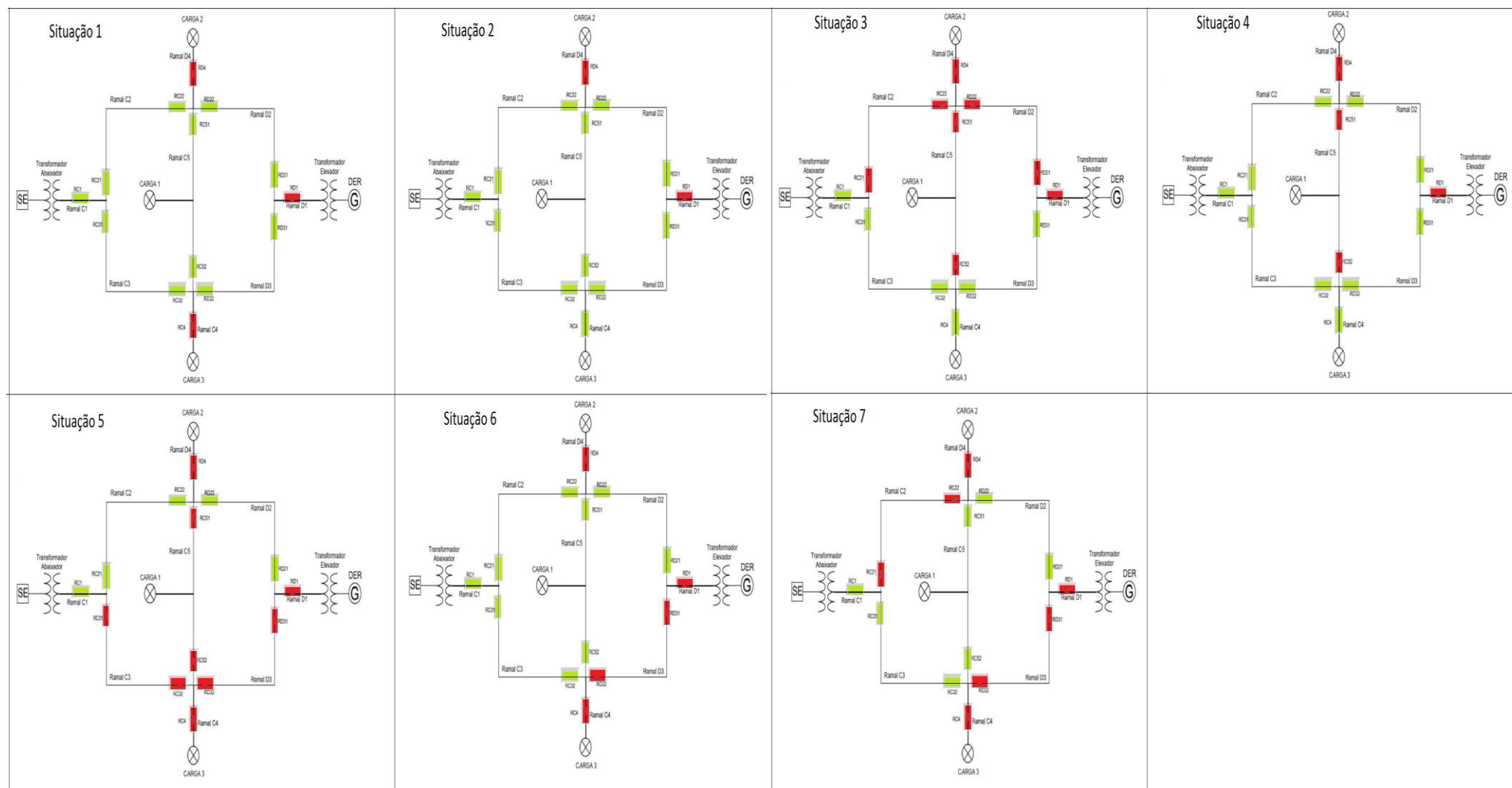
Na segunda etapa foram adicionadas duas lâmpadas à rede, sendo estas as cargas 1 e 3. Estas cargas representavam a adição de dois consumidores à rede. Esta sequência de montagem está representada na Figura 34.

Seguiu-se novamente a metodologia de testes e a última etapa rodou em um período de sete horas, sendo que cada estado ficou mantido por dez segundos. Os estados predefinidos estão representados no Quadro 4 e ilustrados na Figura 40.

Situação	Relés abertos	Relés fechados
1	RC4, RD1, RD4	RC1, RC21, RC22, RC31, RC32, RC51, RC52, RD21, RD22, RD31, RD32
2	RD1, RD4	RC1, RC21, RC22, RC31, RC32, RC4, RC51, RC52, RD21, RD22, RD31, RD32
3	RC21, RC22, RC51, RC52, RD1, RD21, RD22, RD4	RC1, RC31, RC32, RC4, RD31, RD32
4	RC51, RC52, RD1, RD4	RC1, RC21, RC22, RC31, RC32, RC4, RD21, RD22, RD31, RD32
5	RC31, RC32, RC4, RC51, RC52, RD1, RD31, RD32, RD4	RC1, RC21, RC22, RD21, RD22
6	RC4, RD1, RD31, RD32, RD4	RC1, RC21, RC22, RC31, RC32, RC51, RC52, RD21, RD22
7	RD1, RD31, RD32, RD4	RC1, RC21, RC22, RC31, RC32, RC4, RC51, RC52, RD21, RD22

Quadro 4 - Estados predefinidos (duas cargas)

Fonte: Autoria própria



Como é possível notar pela Figura 40, os estados foram escolhidos desta maneira para que fosse possível testar a conexão variando-se os números de caminhos, os ramais de conexão e o número de cargas incluídas no circuito. Cada configuração com o mesmo número de caminhos abrange diferentes combinações de relés.

6.6.4 Testes com três cargas

Na última bateria de testes um capacitor em paralelo com uma lâmpada foram adicionadas ao circuito, representando a carga 2, ou seja, o prosumidor. A Figura 36 mostra este ajuste.

Como listado nos materiais o capacitor possuía uma capacitância de 35 μF e a lâmpada uma potência de 40W, desta forma a impedância e o fator de potência adicionado ao sistema quando o o relé RD4 era fechado valia:

$$R_{\text{lâmpada}} = \frac{V^2}{P} = \frac{127^2}{40} = 403,225 \Omega$$

$$X_{\text{capacitor}} = \frac{1}{j\omega C} = \frac{1}{j \cdot 2 \cdot \pi \cdot 60 \cdot 35 \cdot 10^{-6}} = -j 75,788 \Omega = 75,788 \angle -90 \Omega$$

$$X_{\text{equivalente}} = \frac{1}{\frac{1}{R_{\text{lâmpada}}} + \frac{1}{X_{\text{capacitor}}}} = 74,74 \angle -79,355$$

$$FP = \cos(-79,355) = 0,1847$$

Desta forma foi possível testar a transmissão de dados conectando e desconectando uma carga com fator de potência que não fosse resistivo. Novamente a metodologia de testes foi realizada e na última etapa cada situação do Quadro 5 e da Figura 41 ficou ligado por 25 segundos, num período total de 7 horas.

Situação	Relés abertos	Relés fechados
1	RC4, RD1, RD4	RC1, RC21, RC22, RC31, RC32, RC51, RC52, RD21, RD22, RD31, RD32
2	RD1, RC4	RC1, RC21, RC22, RC31, RC32, RC51, RC52, RD21, RD22, RD31, RD32, RD4
3	RD1	RC1, RC21, RC22, RC31, RC32, RC4, RC51, RC52, RD21, RD22, RD31, RD32, RD4
4	RC21, RC22, RC51, RC52, RD1, RD21, RD22, RD4	RC1, RD31, RD32, RC4, RD31, RD32
5	RC51, RC52, RD1, RD4	RC1, RC21, RC22, RC31, RC32, RC4, RD21, RD22, RD31, RD32
6	RC31, RC32, RC4, RC51, RC52, RD1, RD31, RD32, RD4	RC1, RC21, RC22, RD21, RD22
7	RC4, RD1, RD31, RD32, RD4	RC1, RC21, RC22, RC31, RC32, RC51, RC52, RD21, RD22
8	RC4, RD1, RD31, RD32	RC1, RC21, RC22, RC31, RC32, RC51, RC52, RD21, RD22, RD4
9	RC21, RC22, RC4, RD1, RD31, RD32, RD4	RC1, RC31, RC32, RC51, RC52, RD21, RD22

Quadro 5 - Estados predefinidos (carga total)

Fonte: Autoria própria

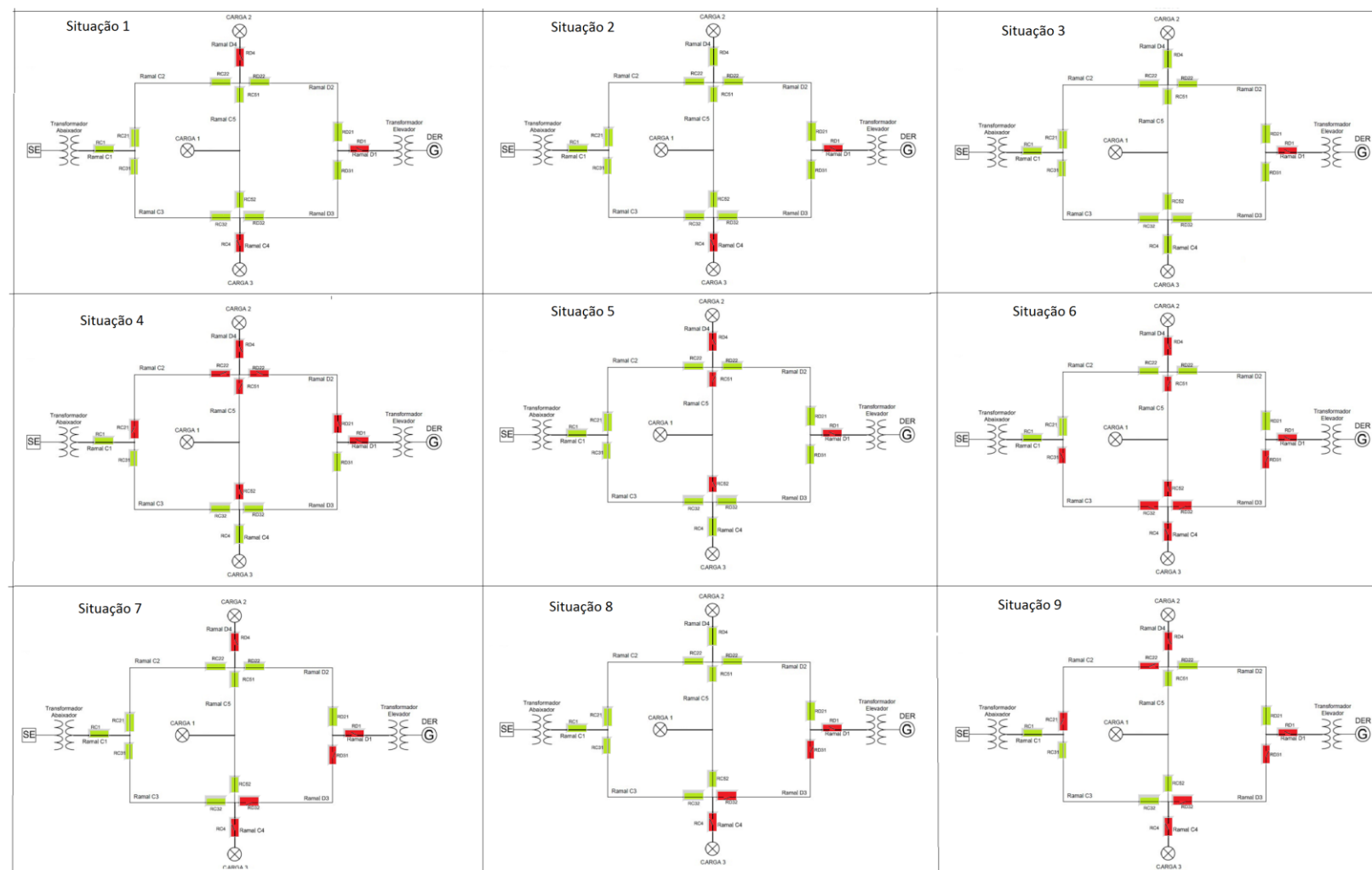


Figura 41 - Situação das chaves (carga total)

Fonte: Autoria própria

Estes estados são muito semelhantes ao do Quadro 4, apenas houve a mudança da inclusão da carga 2, ou seja, o prosumidor. Como é possível notar pela Figura 41 foi variado o número de caminhos, ramais e números de carga incluídas no circuito. Cada configuração com o mesmo número de caminhos abrange diferentes combinações de relés.

6.6.5 Testes com três cargas e transformadores

Como já explicado existem alguns modems PLC cujas transmissões não conseguem ser transmitidas através de transformadores de distribuição, isto foi posto a prova no circuito detalhado na Figura 38.

Assim como nos ensaios anteriores a conexão de dados, o controle sobre os relés e a injeção de energia pelo DER foram testados primeiramente. Após conclusão destes foi iniciada a simulação dos estados descritos no Quadro 5 (anterior) por um período de seis horas.

Com o fim deste último ensaio o período de testes foi encerrado e os resultados foram analisados.

6.7 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Os resultados encontrados englobam os ensaios de simulação de sobrecarga, de proibição de acionamento do DER e da especificação do período de acionamento do DER; a situação de inserção de energia pelo DER; o sucesso da transmissão dos dados com a tecnologia PLC através da análise dos arquivos .txt que especificam se erros aconteceram; e o tempo para envio e confirmação de recebimento dos dados.

6.7.1 Simulações

As simulações foram realizadas na seguinte ordem: simulação de sobrecarga; simulação de proibição de acionamento do DER; e especificação do período de acionamento do DER pelo próprio prosumidor.

Na simulação de sobrecarga esperava-se que o prosumidor fosse obrigado a remover sua carga da rede para diminuir a demanda desta. Este comando realizado

pela concessionária funcionou bem, desde que houvesse comunicação entre os dois controladores.

Na simulação de proibição de acionamento esperava-se que a concessionária impedisse que o prosumidor conectasse sua geração à rede de toda forma. Os testes mostraram que esta proibição é possível, sendo necessário para total confiabilidade, a utilização de *softwares* interdependentes, pois a predominância do comando da concessionária está incluída no *software* local do prosumidor.

Já na simulação de especificação do tempo acreditava-se que em todos os casos possíveis a atuação atendesse ao horário de início e fim especificado pelo prosumidor. Durante este período o ramal RD1 deveria fechar, injetando-se na rede energia proveniente do DER. A única situação em que isto ficava impedido era quando a proibição de acionamento do DER estivesse ligada. Os testes mostraram que a determinação de horários de funcionamento do DER é possível.

Nas simulações foi observada a existência de uma predominância de controle de um usuário sobre o outro ou demais, a qual é definida pela ordem de inserção das variáveis no programa. Neste experimento o usuário com maior poder era a concessionária, pois o *software* do prosumidor estava configurado para atuar desta forma. Em uma aplicação real desta tecnologia a programação do *software* do prosumidor deve ser fechada aos seus usuários para evitar que a predominância seja modificada.

6.7.2 Injeção de energia pelo DER

Neste experimento optou-se por manter o mesmo ponto de tomada para simular a injeção de energia tanto da concessionária quanto do DER, para evitar a abrangência de temas que fugiam do escopo deste trabalho. Esperava-se que desta forma não houvesse problemas na injeção de energia individual ou conjunta de concessionária e prosumidor ao protótipo.

Nos testes não foram encontrados problemas, nem nas situações em que a concessionária e o DER forneciam energia simultaneamente, nem após este fornecimento simultâneo, havendo ou não a alternância de fornecedor. Só foi encontrado um problema ao deixar o sistema desenergizado (sem fornecimento),

onde se perdia a conexão entre concessionária e prosumidor devido à comunicação pela rede elétrica.

6.7.3 Conexão entre os computadores

Nos primeiros ensaios utilizando a tecnologia PLC e programas simples foi constatado que a conexão sobre a rede elétrica funcionou normalmente e os dois computadores enviavam e recebiam dados sem nenhuma dificuldade.

A próxima avaliação foi concernente à conexão entre os computadores sobre a rede elétrica do protótipo, montada entre os módulos de saída sem adição de cargas em primeira estância. Esperava-se que a transmissão de dados fosse dificultada ao se comutar os ramais para envio de dados, porém o percebido foi que a variação destes canais não dificultou a conexão entre os computadores concessionária e prosumidor.

Após isto, o botão de simulação de estados foi ligado por um período de doze horas, gerando as situações mostradas na Figura 39. Supunha-se que após este período alguns erros fossem encontrados nos arquivos de leitura ou de escrita.

O Gráfico 1 mostra o número de vezes que cada caminho de transmissão de dados foi chaveado ao se ligar o botão de simulação de estados predefinidos.

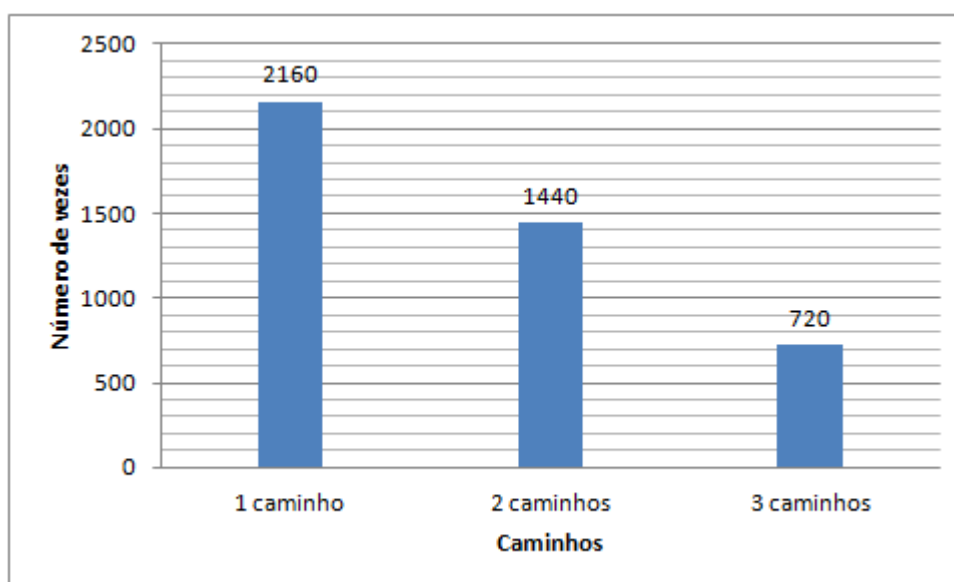


Gráfico 1 - Chavamento dos caminhos (sem carga)

Fonte: Autoria própria

As configurações de um e dois caminhos englobam todas as possibilidades de combinação de ramais que correspondem a um ou dois caminhos. É possível perceber que as configurações com apenas um caminho foram ligadas mais vezes que as outras duas opções.

Ao término dos experimentos os arquivos .txt foram analisados e não foram encontrados erros tanto para escrita quanto para leitura nos dois computadores.

Ao serem adicionadas duas cargas no circuito acreditava-se que elas poderiam interferir de algum modo na comunicação, todavia tanto a conexão quanto o controle dos módulos continuaram a funcionar normalmente.

Assim foi ligado o botão de simulação de estados predefinidos por um período de sete horas. O Gráfico 2 mostra o quanto cada caminho foi chaveado no período total do ensaio.

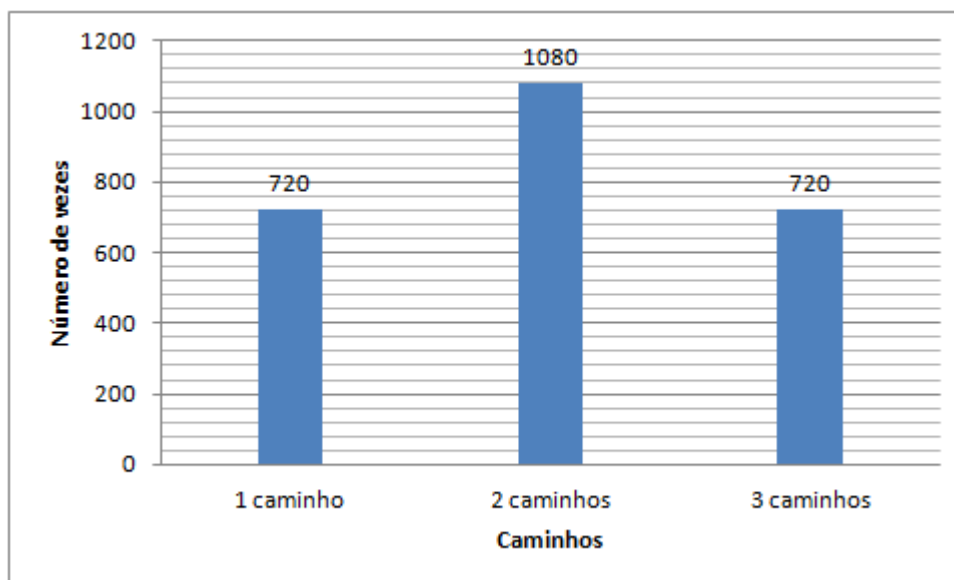


Gráfico 2 - Chaveamento dos caminhos (duas cargas)

Fonte: Autoria própria

Pode-se facilmente perceber que os chaveamentos de dois caminhos foram feitos mais vezes que os demais. O Gráfico 3 apresenta o número de vezes que cada carga foi inserida no circuito.

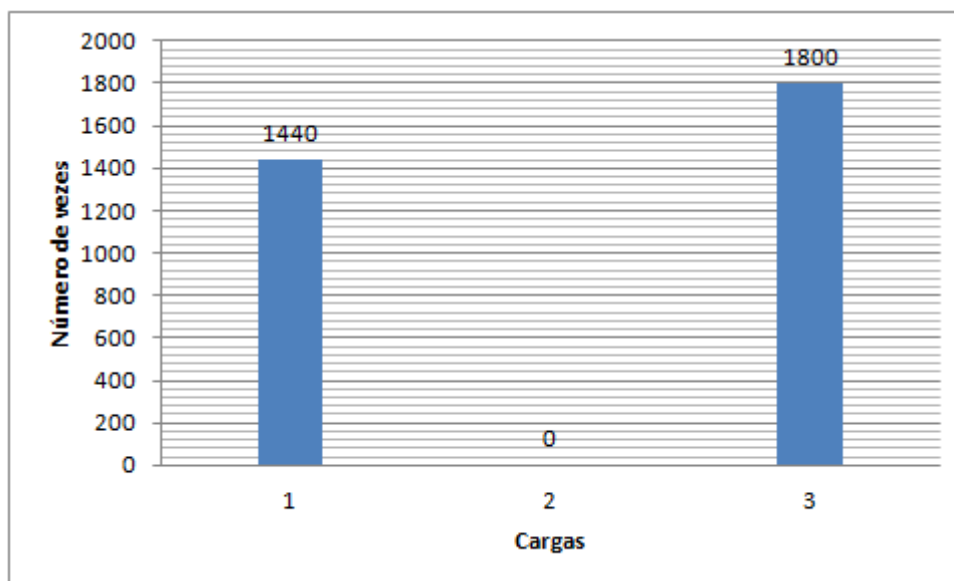


Gráfico 3 - Inserção de duas cargas no circuito

Fonte: Autoria própria

É perceptível que a carga 3 foi mais vezes inserida do que a carga 1, pois aquela se localizava entre as chaves RC51 e RC52 que quando ligadas formavam um caminho para o teste de comunicação.

Com o término destes testes os arquivos .txt foram analisados e não foram encontrados erros novamente.

Na configuração para três cargas com e sem transformadores inseridos no circuito foi realizada a mesma ordem de abertura dos relés e os Gráficos 4 e 5 mostram o número de vezes que cada caminho foi chaveado e quantas vezes cada carga foi inserida no circuito, respectivamente.

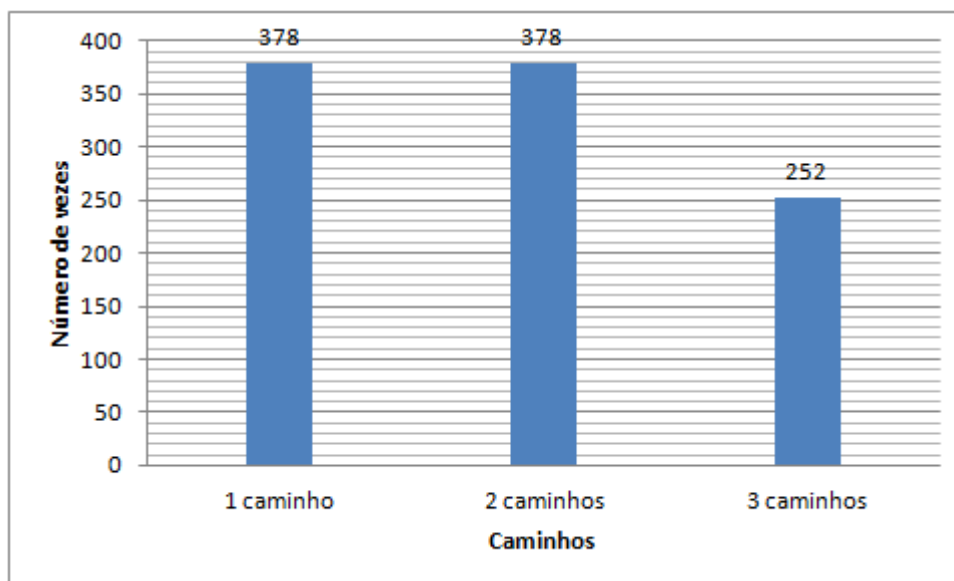


Gráfico 4 - Chaveamento dos caminhos (carga total)

Fonte: Autoria própria

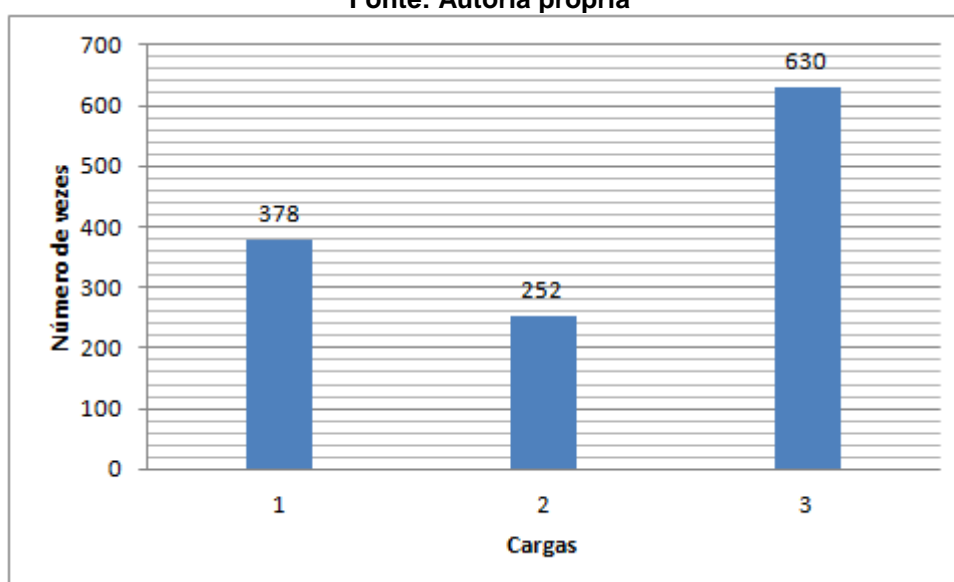


Gráfico 5 - Inserção de três cargas no circuito

Fonte: Autoria própria

Nestas situações, um e dois caminhos foram chaveados a mesma quantidade de vezes e a carga 3 foi mais vezes incluída no circuito. Esperava-se primeiramente que a inserção de uma carga com fator de potência menor que o resistivo levasse a algum tipo de erro na conexão, porém não foram encontrados erros nos arquivos .txt.

Quando foram inseridos transformadores, acreditava-se que eles atuariam como filtros de alta frequência e desta forma impediriam a transmissão dos dados acoplados ao sinal da rede elétrica. Entretanto os testes mostraram que a

comunicação ocorreu sem problemas, pois foi possível realizar o controle dos relés e não foram encontrados erros nos arquivos .txt.

6.7.4 Velocidade de transmissão

O tempo de transmissão de dados foi calculado utilizando-se a função *ping*, a qual é responsável por testar a conectividade dos equipamentos enviando dados para o equipamento desejado e esperando uma confirmação do recebimento destes. Esta função deve ser digitada no MS-DOS (Microsoft Disk Operating System) complementada com o IP do equipamento com o qual deseja se testar a conectividade. Após envio dos dados e recebimento da resposta o MS-DOS mostra ao usuário o número de pacotes de dados enviados, o número de pacotes recebidos, a porcentagem de pacotes perdidos e o tempo médio de envio e recebimento.

Para se ter uma base de comparação realizou-se os primeiros testes conectando os computadores com um cabo *crossover*. Neste caso o tempo médio encontrado em quinze testes da função *ping* foi de menos de 1 ms.

Ao se adicionar os modems PLC e fazer que a comunicação ocorresse sobre o protótipo de rede elétrica, supunha-se que o tempo médio de transmissão aumentasse, pois o canal de transmissão aumentou, quando comparado com a conexão direta por meio do cabo *crossover*. Esperava-se também que a inserção de cargas também trariam um aumento no tempo médio, principalmente na situação com três cargas.

Com relação aos resultados dos testes de velocidade o Gráfico 6 mostra o tempo médio de trinta testes de envio do pacote e recebimento da resposta, variando o número de caminhos que os dados poderiam percorrer e adicionando cargas ao circuito.

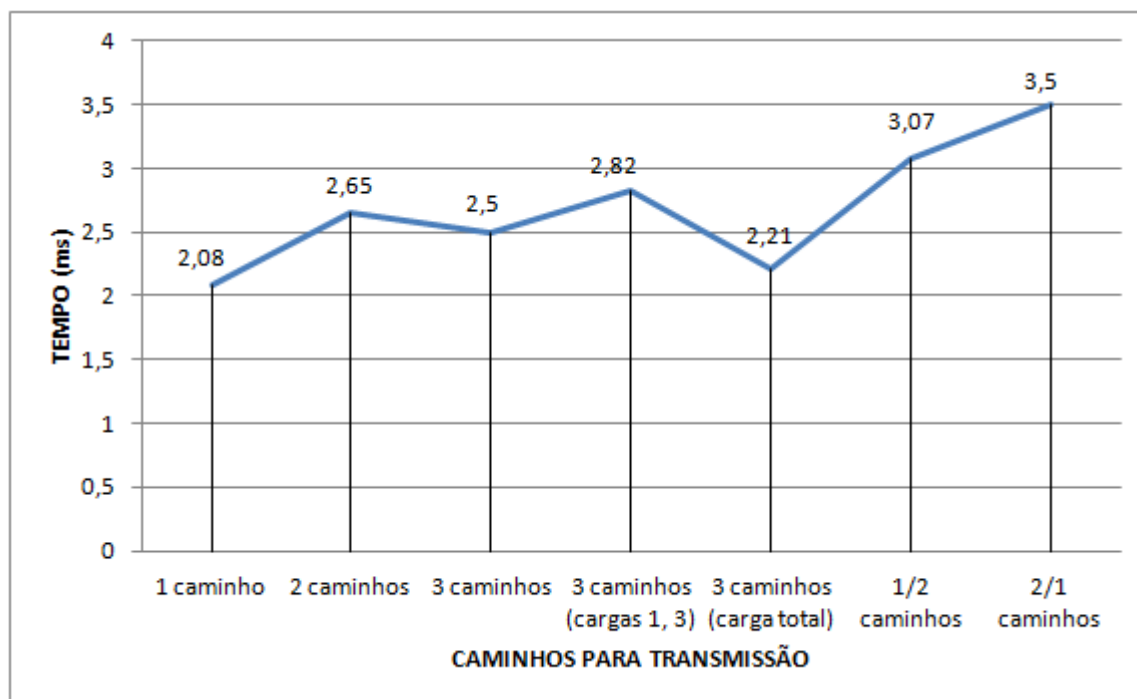


Gráfico 6 – Tempos médios de transmissão

Fonte: Autoria própria

As terminologias para os caminhos representam o seguinte:

- Um caminho: ramais RC2 e RD2 fechados;
- Dois caminhos: ramais RC2, RD2, RC3 e RD3 fechados;
- Três caminhos: todos os ramais fechados, menos RC4 e RD4;
- Um e dois caminhos: ramais RC2, RD2 e RD3 fechados, ou seja, um caminho no domínio da concessionária e dois caminhos no domínio do prosumidor;
- Dois e um caminhos: ramais RC2, RC3 e RD2 fechados, ou seja, dois caminhos no domínio da concessionária e um caminho no domínio do prosumidor.

Como pode ser visto no Gráfico 6 o melhor resultado foi encontrado quando havia apenas um caminho para comunicação entre os dois computadores, sendo o tempo médio de transmissão para este caso de 2,08 ms. Um dado que chama atenção é que o tempo médio para os três caminhos com carga total foi um dos mais baixos, sendo este um valor de 2,21 ms contrariando as expectativas iniciais.

Os piores valores encontrados foram quando havia uma combinação entre um caminho no domínio da concessionária e dois no do prosumidor e a situação inversa. Nestes casos os tempos médios ficaram em 3,07 e 3,5 ms respectivamente.

Em seguida foram realizados os mesmos testes, inserindo transformadores na rede elétrica. A ideia inicial era de que o tempo médio seria maior, pois o caminho da conexão aumentou. O Gráfico 7 mostra o tempo médio de trinta testes de transmissão de dados para as mesmas situações especificadas anteriormente, porém com a inserção dos transformadores no circuito.

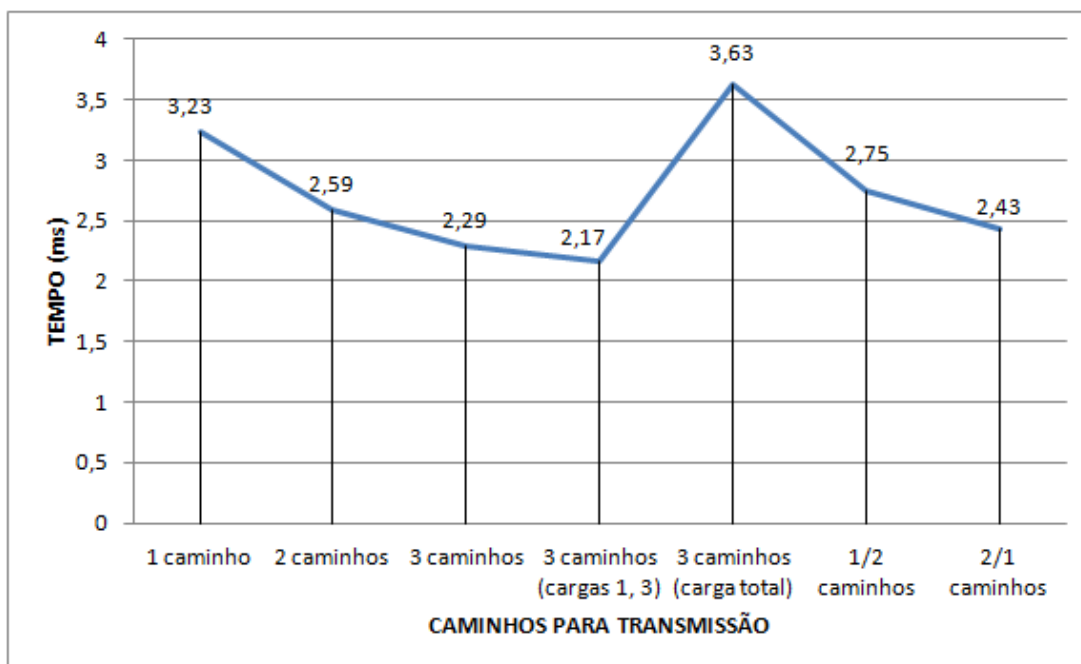


Gráfico 7 - Tempos médios de transmissão com transformadores

Fonte: Autoria própria

Através do Gráfico 7 pode-se notar que como esperado os tempos médios em todas as situações foram piores com a inclusão dos transformadores no circuito. Isto aconteceu, pois o circuito para transmissão de dados aumentou.

Alguns resultados foram completamente diferentes quando comparados com os encontrados anteriormente. Um dos piores resultados foi encontrado com apenas um caminho (3,23 ms) e o resultado do tempo médio foi se tornando menor com o aumento de caminhos. Com três caminhos e a inclusão de duas cargas o tempo médio diminuiu ainda mais, chegando ao menor valor encontrado (2,17 ms), porém com a inserção da terceira carga o tempo médio passou a ser o maior (3,63 ms). Já nas últimas configurações (1/2 e 2/1 caminhos) os tempos tiveram uma melhoria considerável (2,75 ms e 2,43 ms respectivamente).

Essa diferença de resultados se deve ao fato de que a inserção de transformadores significa a inserção de uma carga indutiva, fator este que gera um fator de potência indutivo ao circuito.

Algo que fica evidente ao se observar os dois gráficos é que tempos de transmissão de dados são muito variáveis nas duas configurações apresentadas. Fator este que pode caracterizar a comunicação utilizando a tecnologia PLC como inconstante. Esta inconsistência poderia se tornar um problema em casos em que um tempo constante de transmissão deveria ser mantido, independente das cargas ou número de canais de comunicação em uma rede *Smart Grid*.

7 CONCLUSÃO

A partir da leitura e análise da regulação do *Smart Grid* na Europa, do estudo da tecnologia PLC e da realização do experimento é possível verificar que o *Smart Grid* representa a evolução de que a rede elétrica necessita há anos, podendo trazer consigo soluções para diversos problemas encontrados na rede atual, tais como furtos e perdas de energia.

Percebe-se também que, dentro da evolução da rede, o *Smart Grid* permite outras melhorias além das reduções dos problemas. Entre estes estão a produção e venda de energia a partir de vários pontos da rede (sendo feita até mesmo pelos consumidores, que neste caso passa a ser conhecido como prosumidores), criando mais opções de fornecedores de energia, assim como um mercado de energia mais complexo e aumentando o poder de decisão do consumidor.

Outro fato que consolida este novo poder do consumidor é a comunicação bidirecional com a concessionária, recebendo e enviando dados sobre seu consumo, preço de energia, entre outros. Nesta nova configuração da rede os carros elétricos passam a ter um valor adicional, deixando de ser apenas um meio de transporte menos poluente e passando a se integrar a rede e podendo servir como um “remédio” para os picos de carga em determinados horários.

Já a tecnologia PLC, uma tecnologia cuja função é a transmissão de dados sobre a rede elétrica, pode ser uma das alternativas a ser usada na nova rede elétrica. Pela utilização dela poderiam ser transmitidos, na média tensão, dados sobre equipamentos entre subestações e dados referentes aos consumidores. Na baixa tensão o uso seria mais residencial, para, por exemplo, conectar os equipamentos eletrônicos ao medidor inteligente. Para ambos os casos o PLC em banda larga é o que melhor se ajusta. Esta tecnologia é uma das mais viáveis para instalação a curto prazo, devido principalmente aos seus baixos custos de implantação, pois a infraestrutura de comunicação já existe.

A União Europeia é um bloco de países que estabeleceu várias metas voltadas à melhora da questão ambiental do nosso planeta e o *Smart Grid* é fundamental para atingí-las. Nestes países foram criadas forças tarefas nos vários setores desta nova rede elétrica, onde pontos-chaves dessa já foram definidos. Entre estes, a arquitetura e os casos de uso são essenciais na definição dos padrões técnicos e a forma de definição destes pode ser tomada como base para

vários outros países. Projetos pilotos de *Smart Grids* estão sendo realizados em uma grande quantidade de países e evoluem principalmente nascidas com foco nesta tecnologia, as chamadas *Smart Cities*. Espera-se que resultados positivos destes projetos possam ajudar a guiar a implantação desta nova evolução da rede ao redor do planeta.

No geral o PLC, meio de comunicação escolhido para o protótipo de Smart Grid dos autores, mostrou-se uma boa solução para transmissão de dados pela rede elétrica local, sendo que os problemas encontrados não eram devido à conexão em si, mas sim à programação. Nos testes esta tecnologia mostrou-se estável, mesmo variando os canais de transmissão de dados e as cargas conectadas ao protótipo. O único porém é a questão do tempo de transmissão variável, fato este que pode vir a ser um problema em aplicações cujo tempo de transmissão constante é fundamental. Deve ser frisado, entretanto, que estes testes foram realizados em baixa tensão e em uma rede LAN. Em média tensão e em uma rede WAN, os resultados poderiam ser completamente diferentes, mas devido à inviabilidade, estes tipos de testes não foram realizados neste trabalho.

Na questão *Smart Grid*, foi parcialmente perceptível o impacto que este teria ao ser implantado. Gerando uma interligação ainda maior da rede elétrica, facilitando medições, transmissões de dados, manutenções e a vida de quem trabalha e utiliza a rede elétrica, gera-se uma melhoria para todos. O único ponto ainda questionável para os autores é relativo à segurança: até onde será possível interligar todos os elementos desta rede com o intuito de facilitar as operações e ainda manter a segurança e a privacidade em níveis admissíveis?

Dentro do Brasil é possível ver que a ANEEL, ao regulamentar o uso da tecnologia PLC, não considerou o *Smart Grid*, pois pela normativa desta, as distribuidoras não podem utilizar suas linhas de comunicação para fins comerciais. A causa disto pode ser o fato de que os cabos elétricos no território brasileiro são antigos, apresentando em alguns pontos uma má conservação, os quais podem deformar a forma da onda que passa por estes cabos. Estes fatores podem fazer com que o PLC seja utilizado no contexto *Smart Grid* apenas na última milha, ou seja, somente nas instalações dos consumidores. Porém uma nova regulamentação deve ser feita, caso o PLC seja escolhida como tecnologia suporte à rede inteligente, para permitir a troca de informações pela rede elétrica com fins lucrativos para as distribuidoras.

Assim sugestões para trabalhos futuros não faltam, principalmente em testes de segurança destas tecnologias, sejam conjuntamente ou individualmente.

Um outro ponto que fica como sugestão para estudos futuros é a realização de testes de transmissão de dados via rede elétrica sobre transformadores de distribuição em uma rede WAN. Nesta variedade de transformadores o circuito magnético é muito maior, portanto a indutância deles é maior do que nos transformadores utilizados na experiência dos autores e os resultados podem ser completamente diferentes. A distância de transmissão também gera dificuldades a serem vencidas, tais como o sincronismo entre os módulos PLC e a atenuação do sinal.

Como neste trabalho as injeções de energia dos dois pontos (concessionária e prosumidor) ocorreram pelo mesmo ponto de tomada, fica a proposta para que em trabalhos futuros seja utilizada uma geração em paralelo com a da concessionária no lado do prosumidor. Este seria um experimento interessante, pois simularia uma situação que se tornará comum com a implantação do *Smart Grid*: a geração a partir de DERs.

Espera-se que este trabalho, assim como outros realizados simultaneamente no Brasil, possa contribuir para o sistema elétrico nacional, o qual começa aos poucos a se familiarizar com o *Smart Grid*. Porém ainda existem muitos passos a serem tomados para que esta nova rede elétrica inteligente passe a fazer parte do cotidiano de todos os brasileiros.

REFERÊNCIAS

ADDISON, John. Germany to Close Last Nuclear Power Plant in Ten Years. **Clean Fleet Report**, 6 jun. 2011. Disponível em: <<http://www.cleanfleetreport.com/germany-nuclear-shutdown/>>. Acesso em: 14 fev. 2013.

AJUNTAMENT DE BARCELONA. **Barcelona**: Smart City Tour. 2011. Disponível em: <http://www.urenio.org/wp-content/uploads/2011/12/Barcelona_Smart_City_Tour.pdf>. Acesso em: 15 fev. 2013.

AMSTERDAM SMART CITY. **New West**: Intelligent Net. 2012. Disponível em: <<http://amsterdamsmartcity.com/projects/detail/label/Nieuw%20West%20-%20Smart%20Grid>>. Acesso em: 16 fev. 2013.

AVIAT. **Smart Grid Wireless Technology Comparison Chart**. Santa Clara, 2011, 2p. Disponível em: <<http://blog.aviatnetworks.com/2011/06/17/smart-grid-wireless-technology-comparison-chart-z-card/>>. Acesso em: 13 mai. 2013.

BOCUZZI, Cyro V. Tecnologias de Smart Grid no Brasil: avanços regulatórios e institucionais. In: FÓRUM LATINO-AMERICANO DE SMART GRID, 5, 2012, São Paulo. **Documentos...** Disponível em: <<http://www.smartgrid.com.br/eventos/smartgrid2012/pdf/042.pdf>>. Acesso em: 27 abr. 2013.

BRASIL. ANATEL. **Resolução nº 527, de 8 de abril de 2009**. Aprova o regulamento sobre condições de uso de radiofrequências por sistemas de banda larga por meio de redes de energia elétrica. Disponível em: <http://www.anatel.gov.br/hotsites/Direito_Telecomunicacoes/TextoIntegral/NOR/res/anatel_20090408_527.pdf>. Acesso em: 03 mai. 2013.

_____. ANEEL. **Resolução nº 375, de 25 de agosto de 2009**. Regulamenta a utilização das instalações de distribuição de energia elétrica como meio de transporte para a comunicação digital ou analógica de sinais. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2009375.pdf>>. Acesso em: 07 mai. 2013.

_____. ANEEL. **Resolução nº 482, de 17 de abril de 2012**. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 02 mai. 2013.

_____. ANEEL. **Resolução nº 1296, de 19 de junho de 2012.** Homologa o resultado da terceira revisão tarifária periódica da Companhia de Energia Paranaense de Energia – COPEL-DIS, fixa as tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSDs, as Tarifas de Energia – TE e dá outras providências. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/reh20121296.pdf>>. Acesso em: 02 mai. 2013.

_____. ANEEL. **Resolução nº 502, de 7 de agosto de 2012.** Regulamenta sistemas de medição de energia elétrica de unidades consumidores do Grupo B. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012502.pdf>>. Acesso em: 02 mai. 2013.

BROOKS, Alec. N. **Vehicle to Grid Demonstration Project:** Grid Regulation Ancillary Service with a Battery Electric Vehicle. San Dimas, 2002, 55p. Disponível em: <http://www.smartgridnews.com/artman/uploads/1/sgrn_2007_12031.pdf>. Acesso em: 22 fev. 2013.

BUBNIAK, Taiana. Medidor inteligente reduz consumo de luz em até 30%. **Gazeta do Povo**, Curitiba, nov. 2011. Seção Economia. Disponível em: <<http://www.gazetadopovo.com.br/economia/conteudo.phtml?id=1204469&tit=Medidor-inteligente-reduce-consumo-de-luz-em-ate-30>>. Acesso em: 27 fev. 2013.

CAMARGO, Camilla. **Smart Grid: a rede elétrica inteligente.** Tecmundo, out. 2009. Seção Rede. Disponível em: <<http://www.tecmundo.com.br/3008-smart-grid-a-rede-eletrica-inteligente.htm>>. Acesso em: 15 set. 2011.

CASARIN, Émerson P.; MARIANO, Gabriel L.; FILHO, Jonery H. dos S. **Implementação e análise de um sistema de comunicação pela rede elétrica.** 2007. 60f. Trabalho de conclusão de curso (Graduação) – Curso Superior de Engenharia Industrial Elétrica: Eletrotécnica. Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2007.

CEN-CENELEC-ETSI JOINT WORKING GROUP ON STANDARDS FOR SMART GRIDS. **Final Report.** Bruxelas, 2011, 141p. Disponível em: <<ftp://ftp.cencenelec.eu/CENELEC/Smartgrid/SmartGridFinalReport.pdf>>. Acesso em: 12 dez. 2012.

_____. **Standards for Smart Grids.** Bruxelas, 2011a, 20p. Disponível em: <http://www.etsi.org/WebSite/document/0905_RA%20smart%20grids-Bdef.pdf>. Acesso em: 12 dez. 2012.

CEN-CENELEC-ETSI SMART GRID COORDINATION GROUP. **First Set of Standards**. Bruxelas, 2012, 216p. Disponível em: <http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/doc/xpert_group1_first_set_of_standards.pdf>. Acesso em: 7 jan. 2013.

_____. **Smart Grid Reference Architecture**. Bruxelas, 2012a, 107p. Disponível em: <http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/doc/xpert_group1_reference_architecture.pdf>. Acesso em: 4 jan. 2013.

_____. **Smart Grid Information Security**. Bruxelas, 2012b, 46p. Disponível em: <http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/doc/xpert_group1_security.pdf>. Acesso em: 23 jan. 2013.

_____. **Sustainable Processes**. Bruxelas, 2012c, 101p. Disponível em: <http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/doc/xpert_group1_sustainable_processes.pdf>. Acesso em: 25 jan. 2013.

CHRISTENSSON, Per. **Dictionary TechTerms**. 2013. Disponível em: <<http://www.techterms.com/definition/full-duplex>>. Acesso em: 29 mar. 2013.

CONNORS, Chris. Electric cars and the smart grid. Make:, Sebatopol, 30 mar. 2009, Energy. Disponível em: <<http://blog.makezine.com/2009/04/30/electric-cars-and-the-smart-grid/>>.

COPEL. **Grandes clientes**: Requisitos técnicos para a conexão de geração em paralelo com o sistema elétrico da COPEL. 2006, 18p. Disponível em: <[http://www.copel.com/hpcopel/root/sitearquivos2.nsf/arquivos/requisitos_tecnicos_para_acessante_de_geracao/\\$FILE/Requisitos_Tecnicos_Acessante_Geracao.pdf](http://www.copel.com/hpcopel/root/sitearquivos2.nsf/arquivos/requisitos_tecnicos_para_acessante_de_geracao/$FILE/Requisitos_Tecnicos_Acessante_Geracao.pdf)>. Acesso em: 07 mai. 2013.

COPENHAGEN CLEANTECH CLUSTER. **Denmark**: A European Smart Grid Hub. Copenhagen, 2011, 43p. Disponível em: <http://www.cphcleantech.com/media/1246844/smart_grid_rapport_ccc_2011_low_21111.pdf>. Acesso em: 15 fev. 2013.

CÔRTEZ, Gabriel; BONACIN, José M.; ROHRICH, Ronnier. F. **Análise da viabilidade de implantação de uma rede inteligente no sistema de distribuição de energia elétrica do município de Fazenda Rio Grande**. 2010, 156p. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Curso Superior de Engenharia Industrial Elétrica/Eletrotécnica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2010.

CUNHA, Alessandro. Power Line Communication: A informação vem pela tomada. **Revista Saber Eletrônica**, ed. 405, p. 10-18, out. 2006.

DEMAY, Igor. Integration of electric vehicles into the grid: Car manufacturer perspective. In: SMART GRID STANDARDIZATION ACHIEVEMENTS, 2013, Bruxelas. **Presentations...** Disponível em: <http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/doc/20130116_smart_grids_standardization_achievements_conference__presentations.zip> Acesso em: 19 mar. 2013.

DOMINIAC, Stephen; ANDERSON, Lars; MAURER, Mikko; SENDIN, Alberto; BERGANZA, Inigo. **Challenges of Broadband PLC for Medium Voltage Smart Grid Applications**. Luzern, 2012, 3f. Disponível em:<http://www.hslu.ch/t-wsplc-2012_final_paper-v1.2.pdf>. Acesso em: 13 mai. 2013.

DOWNEY, Walter; SUTTERLIN, Phil. **A power line communication tutorial: Challenges and technologies**. Palo Alto, 1999, 17 f. Disponível em: <<http://www.iet.unipi.it/f.giannetti/documenti/powerlines/PowerLineCom/Bibliografia/Rif36.pdf>>. Acesso em: 17 set. 2011.

ENDESA. **Smart Cities: Para una Andalucía Sostenible**. 2012. Disponível em: <<http://www.granadahernandez.com/docs/libroblancoWEB.pdf>>. Acesso em: 01 mai. 2013.

EPRI. **Demonstration Initiative: Two Year Update**. Palo Alto, 2010, 22 f. Disponível em: <<http://www.epri.com/abstracts/Pages/ProductAbstract.aspx?ProductId=000000000001021497&Mode=download>>. Acesso em: 09 mar. 2013.

EU COMISSION TASK FORCE FOR SMART GRIDS. **Expert Group 1:Functionalities of Smart Grids and smart meters**. Bruxelas, 2010, 69p. Disponível em: <http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/doc/expert_group1.pdf> Acesso em: 15 set. 2011.

_____. **Expert Group 2: Regulatory Recommendations for Data Safety, Data Handling and Data Protection**. Bruxelas, 2011, 41p. Disponível em: <http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/doc/expert_group2.pdf> Acesso em: 15 set. 2011.

_____. **Expert Group 3: Roles and Responsibilities of Actors involved in the Smart GridDeployment**. Bruxelas, 2011a, 52p. Disponível em:

<http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/doc/expert_group3.pdf>. Acesso em: 3 jan. 2013.

EUROPEAN COMMISSION. **European Task Force for the Implementation of Smart Grids Into the European Internal Market: Mission and Work Programme**. Bruxelas, 2010, 15p. Disponível em: <http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/doc/mission_and_workprogramme.pdf>. Acesso em: 23 out. 2012.

_____. Mandate M/490, de 1 de março de 2011. Smart Grid Mandate to European Standardisation Organizations (ESOs) to support European Smart Grid Deployment. **Directorate-General for Energy**, Bruxelas, 2011. Disponível em: <http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/doc/2011_03_01_mandate_m490_en.pdf>. Acesso em: 10 dez. 2012.

_____. **TheEU Climate and Energy Package**. 2012. Disponível em: <http://ec.europa.eu/clima/policies/package/index_en.htm>. Acesso em: 7 jan. 2013.

EUROPEAN PARLIAMENT. Directive 2009/72/EC, de 13 de julho de 2009. Concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 2003/54/EC. **Official Journal of the European Union**, Bruxelas, 2009. Disponível em: <<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0055:0093:EN:PDF>>. Acesso em: 11 dez. 2012.

EXPERT GROUP 2. **Essential Regulatory Requirements and Recommendations for Data Handling, Data Safety and Consumer Protection**: Recommendation to the European Commission. Bruxelas, 2011, 123p. Disponível em: <http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/doc/expert_group2_deliverable.pdf>. Acesso em: 3 jan. 2013.

FACCIONI, André U.; TRICHEZ, Lucas M.; MACEDO, Ronaldo L. Análise sobre a tecnologia PLC (Power Line Communication). **Revista E-Tech**, Florianópolis, 2008, Relatos de Pesquisa. Disponível em: <<http://revista.ctai.senai.br/index.php/edicao01/article/viewDownloadInterstitial/48/36>>. Acesso em: 02 mar. 2013.

FALCÃO, Djalma M. Smart Grids e microredes: O futuro já é presente. In: **VIII SIMPASE** - Simpósio de Automação de Sistemas Elétricos, 2009, Rio de Janeiro. Disponível em: <<http://www.zonaeletrica.com.br/downloads/ctee/simpase2009/documentos/IT%2044%20->

%20Smart%20Grids%20e%20Microredes%20O%20Futuro%20j%C3%A1%20%C3%A9%20Presente.pdf> Acesso em: 21 fev. 2013

FALVO, Maria C.; GARZIA, Fabio; MARTINO, Tairi de. Smart Grids & Smart Cities. In: Michelangelo Workshop of Civitavecchia: The Mediterranean is facing major challenges through its Youth, 2, 2012, Civitavecchia. **Workshop...** Disponível em: <<http://rmei.info/Smart%20Grids%20&%20Smart%20Cities.pdf>>. Acesso em: 10 fev. 2013.

FELICIANO, Márcio F. **Transmissão de dados por meio da rede elétrica: uma abordagem experimental.** 2008. 67 f. Trabalho de conclusão de curso (Graduação) – Curso Superior de Engenharia de Controle e Automação. Universidade Federal de Ouro Preto, Ouro Preto, 2008. Disponível em: <www.em.ufop.br/cecau/monografias/2008/MARCIO%20FELICIANO.pdf> Acesso em: 17 set. 2011.

FERREIRA, Marcus V. A. F. **PLC:** Power line communication. 2007. 27 f. Universidade Federal Fluminense, Ferreira, Niterói, 2007. Disponível em: <<http://www.radiocb.com/main/images/pdf/PLC.pdf>>. Acesso em: 17 set. 2011.

FIRESMITH, Donald G. **Use Cases:** the Pros and the Cons. 1999. Disponível em: <<http://www.ksc.com/article7.htm>>. Acesso em: 07 mar. 2013.

FOCUS GROUP ON EUROPEAN E-MOBILITY. **Standardization for Road Vehicles and Associated Infrastructure.** Bruxelas, 2011, 69p. Disponível em: <ftp://ftp.cen.eu/CEN/Sectors/List/Transport/Automobile/EV_Report_incl_annexes.pdf>. Acesso em: 22 fev. 2013.

GALLI, Stefano; SCAGLIONE, Anna; WANG, Zhifang. For the grid and through the grid: The role of Power Line Communications in the Smart Grid. **Proceeding of the IEEE**, v. 99, p. 998-1027, jun. 2011.

GALVIN, Robert; YEAGER, Kurt. Perfect Power: How the Microgrid Revolution Will Unleash Cleaner, Greener and More Abundant Energy, New York: McGraw-Hill, 2009.

GIGLIOLI, Enrico; PANZACCHI, Cosma; SENNI, Leonardo. How Europe is approaching the Smart Grid. **McKinsey on Smart Grid**, p. 12-17, 2010.

GIORDANO, Vincenzo; GANGALE, Flavia; FULLI, Gianluca. A view on Smart Grid projects in Europe: lessons learned and current developments. In: STERRING

COMMITTEE MEETINGS, 10, 2011, Bruxelas. **Presentations...** Disponível em: <http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/taskforce_en.htm>. Acesso em: 16 set. 2011.

GRUPO DE TRABALHO DE REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES. **Smart Grid**. Brasil: Ministério de Minas e Energia, 2012, 228p. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/acoes/Energia/Relatxrio_GT_Smart_Grid_Portaria_440-2010.pdf>. Acesso em: 13 fev. 2013.

GRUPO DE TRABALHO POWERLINE. **Power Line Communications – PLC ou Broadband Over Power Lines – BPL**. 2004, 56 f. White Paper, Aptel.

GUIMARÃES, Hanny. **Mudança de tensão e hábitos (radiografia de transformadores)**. O setor elétrico, n. 38, mar. 2009. Disponível em: <<http://www.osetoreletrico.com.br/web/a-revista/edicoes/74-mudanca-de-tensao-e-habitos-radiografia-de-transformadores-.html>> Acesso em: 15 set. 2011.

HARDWARE.INFO. **AVM Fritz! Powerline 500E kit**. Disponível em: <<http://uk.hardware.info/productinfo/157084/avm-fritz!powerline-500e-kit#tab:specifications>>. Acesso em: 01 ago. 2013.

HAYKIN, Simon. **Communication Systems**. 4. ed. Nova Iorque: John Wiley & Sons Inc., 2001.

HEC, Daniel. Common functional communications standards for smart metering systems. In: SMART GRID STANDARDIZATION ACHIEVEMENTS, 2013, Bruxelas. **Presentations...** Disponível em: <http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/doc/20130116_smart_grids_standardization_achievements_conference__presentations.zip> Acesso em: 20 fev. 2013.

HYLDMAR, Frank. Smart Metering Systems: Industry Perspective. In: SMART GRID STANDARDIZATION ACHIEVEMENTS, 2013, Bruxelas. **Presentations...** Disponível em: <http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/doc/20130116_smart_grids_standardization_achievements_conference__presentations.zip> Acesso em: 20 fev. 2013.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 61850-2: Glossary**. Geneva, 2010.

JATOBÁ, Pedro L. de O. O uso da Tecnologia PLC no contexto da realidade brasileira. In: WORKSHOP SOBRE POWERLINE COMMUNICATION. 2007, Brasília. **Trabalhos apresentados...** Disponível em: <[www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/1%20-%20APTEL%20-20PEDRO%20JATOBÁ%20\(2\).pdf](http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/1%20-%20APTEL%20-20PEDRO%20JATOBÁ%20(2).pdf)> Acesso em: 17 set. 2011.

JOHN, Jeff S. Report: German Utilities Don't Want to Spend on Smart Grid. **Greentechmedia**, Boston, 10 ago. 2012, Greentechgrid. Disponível em: <<http://www.greentechmedia.com/articles/read/report-german-utilities-dont-want-to-spend-on-smart-grid>>. Acesso em: 14 fev. 2013.

KAO, Willieam. Sensor Devices and Sensor Network Application for the Smart Grid/Smart Cities. In: SensorsCon, 1, 2012, Santa Clara. **Presentations...** Disponível em: <http://www.sensorscon.org/English/Archives/201203/Presentations/Bill_Kao_SensorsCon2012.pdf>. Acesso em: 28 fev. 2013.

KEMA. **European Renewable Distributed Generation Infrastructure Study: Lessons learned from electricity in Germany and Spain.** Oakland, 2011, 163 p. Disponível em: <<http://www.energy.ca.gov/2011publications/CEC-400-2011-011/CEC-400-2011-011.pdf>>. Acesso em: 01 mai. 2013.

KNIGHT, Peter T. BPL/PLC e Smart Grid : Sinais de vida. **Portal banco hoje**. Abr. 2009. Disponível em: <http://www.bancohoje.com.br/site/colunaProdutividade_abr09.asp> Acesso em: 17 set. 2011.

LANDIS+GYR. **E23A.** Disponível em: <http://www.landisgyr.com/bl/pt/pub/produtos_e_solucoes/e23a.cfm>. Acesso em: 15 fev. 2013.

LEÃO, Ruth. **GTD – Geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.** Ceará, 2009, 38 f. Disponível em <<http://www.florestarbrasil.com.br/programa/Geracao-e-distribuicao-de-energia-eletrica-no-Brasil.pdf>> Acesso em: 15 set. 2011.

LEWIS, Craig. Distributed Generation: A Key Piece of the Energy Puzzle. **Huff Post**, Los Angeles, out. 2012. The Blog. Disponível em: <http://www.huffingtonpost.com/craig-lewis/distributed-generation-a-_b_2006180.html>. Acesso em: 15 fev. 2013.

LOOS, François. Energy, Electricity and Smart Grids. In: Smart Community Summit, 1, 2012, Tokyo. **Special Lectures...** Disponível em: <<http://www.nedo.go.jp/content/100494346.pdf>>. Acesso em: 14 fev. 2013.

MARKET OBSERVATORY FOR ENERGY. **Key Figures**. Bruxelas, 2011, 40p. Disponível em: <http://ec.europa.eu/energy/observatory/countries/doc/key_figures.pdf>. Acesso em: 07 mar. 2013.

MORAES, Tatiana. Energia pré-paga vai acelerar o desligamento nas residências. **Hoje em dia**, Belo Horizonte, 14 set. 2012, Economia e negócios. Disponível em: <<http://www.hojeemdia.com.br/noticias/economia-e-negocios/energia-pre-paga-vai-acelerar-o-desligamento-nas-residencias-1.33816>>. Acesso em: 18 mar. 2013.

MORGAN, Trevor. Smart Grids and Electric Vehicles: Made for each other? In: 2012 Summit of the International Transport Forum, 2012, Leipzig. **Discussion Paper** Disponível em: <<http://www.internationaltransportforum.org/jtrc/DiscussionPapers/DP201202.pdf>>. Acesso em: 24 fev. 2013.

NATIONAL GRID. **Black Start**. 2013. Disponível em: <<http://www.nationalgrid.com/uk/Electricity/Balancing/services/balanceserv/systemsecurity/blackstart/>>. Acesso em: 30 mar. 2013.

NATIONAL INSTRUMENTS. **Data Socket Tutorial**. 2013. Disponível em: <<http://www.ni.com/white-paper/3224/en/>>. Acesso em: 16 jul. 2013

NETWORKS EUROPEAN TECHNOLOGY PLATFORMS. **Smart Cities Applications and Requirements: White Paper**, 2011, 39p. Disponível em: <http://www.networks-etp.eu/fileadmin/user_upload/Publications/Position_White_Papers/White_Paper_Smart_Cities_Applications.pdf>. Acesso em: 15 fev. 2013.

NICONOWICZ, Lukasz; MILEWSKI, Jarslaw. Virtual Power Plants – general review: structure, application and optimization. **Journal of Power Technologies**, ed. 92, n. 3, p. 135-149, 2012. Disponível em: <<http://www.papers.itc.pw.edu.pl/index.php/JPT/article/view/284/492>>. Acesso em: 07 mar. 2013.

NIST. **NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standard, Release 1.0**. Gaithersburg, 2010, 145p. Disponível em: <http://www.nist.gov/public_affairs/releases/upload/smartgrid_interoperability_final.pdf>. Acesso em: 4 jan. 2013.

_____. **NIST General Information**. Gaithersburg, 2012. Disponível em: <http://www.nist.gov/public_affairs/general_information.cfm>. Acesso em: 29 mar. 2013.

NÓBREGA, André P. da. Brazilian Smart Grid: Regulatory Issues and R&D Projects. In: SMART GRID INTERNATIONAL PLENARY, 07, 2012, Bruxelas. **Presentations...** Disponível em: <ftp://ftp.cencenelec.eu/public/SmartGrid/Nobrega-Smart%20Grid%20Plenary_Brazil_ANEEL.pdf>. Acesso em: 04 jan. 2013.

OPEN GROUP. **Standards**. Reading, 2013. Disponível em: <<http://www.opengroup.org/standards>>. Acesso em: 29 mar. 2013.

PICA, Cesare Q.; VIEIRA, Daniella; DETTOGNI, Gabriel. An Overview of Smart Grids in Brazil: Opportunities, Needs and Pilot Initiatives. In: ENERGY, 01, 2011, Veneza. **Articles...** Disponível em: <http://www.thinkmind.org/index.php?view=article&articleid=energy_2011_5_30_50155>. Acesso em: 20 fev. 2013.

PINTO, Ernesto L.; ALBUQUERQUE, Claudio P. de. A Técnica de Transmissão OFDM. **Telecomunicações**, ed. 5, jun. 2002. Disponível em: <http://www2.inatel.br/revista/volume-05-n1/artigos/Artigo_Transmissao_OFDM.pdf>. Acesso em: 09 mai. 2013.

RIBEIRO, Cássio L. Aspectos Institucionais para o Smart Grid no Brasil: riscos, oportunidades e desafios regulatórios. **Núcleo de direito setorial e regulatório**. Brasília, UnB, 2011. Disponível em: <<http://www.smartgrid.com.br/eventos/smartgrid2011/pdf/032.pdf>>. Acesso em: 15 jan. 2013.

ROKAS, Ioannis K. **Towards a truly open European Energy Market (from the 1st to the 3rd energy package)**: The benefits for Serbia. 2009. Disponível em: <<http://www.rokas.com/en/articles-and-publications/energy-and-environment/61>>. Acesso em: 29 mar. 2013.

SADAN, Nachum; MAJKA, Mark; RENZ, Bruce. Advance P&C Applications using Broadband Power Line Carrier. In: Distributech, 2012, San Antonio. **White Papers...** Disponível em: <http://www.amperion.com/white_papers/Distributech%202012%20B-PLC%20White%20Paper.pdf>. Acesso em: 09 mai. 2013.

SETTI, Rennan. Smart Grid vai turbinar a rede elétrica do país. **O Globo**, Rio de Janeiro, mai. 2012. Seção Economia. Disponível em:

<<http://oglobo.globo.com/tecnologia/smart-grid-vai-turbinar-rede-eletrica-do-pais-4952797>>. Acesso em: 10 fev. 2013.

SHENOY, Shakti P. Low Frequency Narrowband PLC for Neighborhood Area Networks. In: ISGF Technology Session, 2012, India. **Presentations...** Disponível em:

<http://173.201.177.176/isgf/Download_files/NXP_Low_power_narrow_band_PLC_for_Smart_Grid.ppt>. Acesso em: 09 mai. 2013.

SMART CITY COLOGNE. **Sparsam und effizient: SmartMeter** (“Intelligente” Stromzähler).2013. Disponível em: <<http://www.smartcity-cologne.de/smartmeter>>. Acesso em: 16 fev. 2013.

TRIFONOV, Stefan. **Brazil: The Smart Grid Network**. Out. 2011. Disponível em: <<http://en.calameo.com/read/000414633b26e39c28bf2>>. Acesso em: 10 fev. 2013.

VALOURA, Leila de C. **Paulo Freire, o educador brasileiro autor do termo empoderamento, em seu sentido transformador**. 2006, 5p. Disponível em: <http://tupi.fisica.ufmg.br/~michel/docs/Artigos_e_textos/Comportamento_organizacional/empowerment_por_paulo_freire.pdf>. Acesso em: 7 mai. 2013.

VARGAS, Alessandra A.; PEREIRA, Carlos E.; LAGES, Walter F.; CARRO, Luigi. **Comunicação de dados através da rede elétrica**. 2004. 70 f. Relatório de Pesquisa – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2004. Disponível em: <<http://www.ece.ufrgs.br/~fetter/plt/rel1q1.pdf>>. Acesso em: 02 mar. 2013.

VIDINICH, Ricardo. Smart Grid e a modernização da infraestrutura do Setor Elétrico. In: Fórum Latino-Americano de Smart Grid, 1, 2008, São Paulo. **Apresentações...** Disponível em: <http://www.rpmbrazil.com.br/smartgrid2008/ricardo_vidinich.pdf>.

VIEIRA, José G., GRANATO, Sergio. PLC como Tecnologia de Suporte à Smart Grid. **Smart GridNews**, mar. 2011. Disponível em: <<http://smartgridnews.com.br/plc-como-tecnologia-de-suporte-a-smart-grid/>>. Acesso em: 25 nov 2011.

VUJOVIC, Ljubo. **Tesla AC**. 1998, New York. Disponível em: <<http://www.teslasociety.com/ac.htm>>. Acesso em: 15 set. 2011.

ANEXOS

ANEXO A – COMPARAÇÃO GERAL ENTRE TECNOLOGIAS DE COMUNICAÇÃO

	Micro-ondas	WIMAX	Mesh	4G	3G Celular	PLC	WLAN	Zigbee
Descrição	Alta capacidade de transporte <i>wireless</i> ponto a ponto para espinha dorsal de sistemas de telecomunicação	Rede sem fio aplicada em uma área metropolitana, incluindo acesso ASN e CSN de ponta a ponta.	Rede <i>meshwireless</i> externa é uma rede de comunicação feita de nós via rádio organizados em uma topologia <i>mesh</i> .	Melhoria da rede 3G, provendo serviços multimídia melhorados.	3G inclui transmissão de voz, vídeos e dados em área larga por redes sem fio, em um ambiente móvel.	Sistemas para transmissão de dados em um condutor, onde esse também é usado para transmissão de energia elétrica.	Rede wireless local interna, rede residencial.	Padrão mesh utilizado em rede residenciais ou redes privadas.
Padrões	FCC Parte 101, Parte 15	IEEE 802.16d – 2004, 802.16e–2005, 802.16m	IEEE 802.11, 802.16 operando em regras da FCC parte 15.	3GPP Lançamento 9	CDMA2000, UMTS, EV-DO, EDGE	IEEE P1901; G.hn/G/9960	IEEE 802.11b	IEEE 802.15.4-2003
Como usar no <i>Smart Grid</i>	Espinha dorsal de transporte de dados para várias aplicações como SCADA, AMI, automação de distribuição e resposta à demanda.	AMI <i>Backhaul</i> , SCADA <i>Backhaul</i> , resposta de demanda, vigilância por vídeos.	Conexão de acesso à última milha para nós de residência e edifícios; AMI <i>backhaul</i> , automação de distribuição, resposta a demanda monitoramento remoto.	AMI <i>Backhaul</i> , SCADA <i>Backhaul</i> , resposta a demanda, vigilância por vídeos.	AMI <i>Backhaul</i> , Rede de comunicações	Automação de subestações, AMI <i>Backhaul</i> , monitoramento remoto, automação da distribuição.	Rede residencial, automação residencial.	Rede residencial para monitoramento e gerenciamento da energia: medidores <i>smart</i> , iluminação <i>smart</i> .

Quadro 6 – Comparação geral de tecnologias de comunicação (continua)

	Micro-ondas	WIMAX	Mesh	4G	3G	PLC	WLAN	ZigBee
Vantagens chaves	Amplo alcance de capacidades, frequências, configurações disponíveis; menor custo de construção de instalação; muito seguro.	<i>Backhaul</i> eficiente de dados; bateria reserva para aumentar a confiança e segurança; mais rápido do que 3G; simples, implantação de rede dimensionável.	Configurações MIMO; antena integrada para lidar com grande variedade de resolução de problemas; facilmente expansível; design mesh permite cobertura sobre obstáculos, falhas de nós e degradação de trajetos.	Latência baixa, alta capacidade; integrado com o 3G; baixo poder de consumo; mobilidade completa para serviços multimídia melhorados.	Desenvolvido ao máximo; estável e maduro; padronizado, preços baixos; várias opções de vendedores.	Sobreposto sobre cabos de transmissão de energia já existentes, desde que alcancem facilmente centros de população, residências, etc.; modelo de negócio viável para municípios, por causa da proximidade com o consumidor.	Baixo custo; uso e <i>expertise</i> difundida; padrões estáveis e maduros.	Baixo custo; baixo consumo de energia; rede <i>mesh</i> auto organizada; rede suporta um grande número de usuários.
Fraquezas notáveis	Só permite configurações ponto a ponto; congestionamento de frequências de áreas muito populosas.	Largura de banda é dividida entre os vários usuários; competirá com o futuro padrão 4G para capacidade alta e para o uso de IPs.	Alto atraso; alta complexidade dos protocolos; custo e complexidade da rede elevados.	Não está disponível em muitos mercados ou em fase de testes; equipamento caro; falta de <i>expertise</i> no desenho de redes 4G.	Tecnologia está na fase de transição para 4G; redes de celular não são seguras e estáveis para aplicações críticas: não pode ser utilizado em banda larga.	Equipamentos especializados demandam alto custo; possuídos pelas companhias de energia que preferem usar micro-ondas ou fibra ótica; interferência eletromagnética visto que os cabos não são blindados.	Cobertura pequena e distâncias curtas limitam seu uso; problemas de segurança.	Especificações para <i>Smart Grid</i> estão sob desenvolvimento.

Quadro 6 – Comparação geral de tecnologias de comunicação (conclusão)

Fonte: Adaptado de Aviat (2011)

ANEXO B – COMPARAÇÃO TÉCNICA ENTRE TECNOLOGIAS DE COMUNICAÇÃO

	Micro-ondas	WIMAX	Mesh	4G	3G	PLC	WLAN	ZigBee
Uso geral	Transporte ponto a ponto <i>wireless</i> para voz, dados, vídeos, etc para varias configurações de redes incluindo rede de acesso à radio, WAN, etc.	Banda larga móvel ou conectividade banda larga em casa sobre cidades inteiras ou países. Custo-benefício alto para população esparsa ou áreas de difícil acesso. Utilizada para <i>Internet</i> banda larga, transmissão de voz.	Popular para última milha, acesso banda larga para áreas municipais ou rurais; Redes <i>mesh</i> suportam confiabilidade e escalabilidade aumentadas.	Adotado por empresas de telefonia móvel, Próxima geração de rede para comunicação móvel promovendo grande eficiência espectral, baixa latência, e um aumento na experiência do usuário.	Telefonia móvel, conectividade para ligação de voz ou vídeo; acesso a <i>Internet</i> e TV móvel.	Transmissão de dados pelos condutores de energia para aplicações WAN. Popular na Europa, onde o <i>design</i> da rede elétrica suporta acesso residencial.	Rede <i>Wireless</i> para LAN e WAN, usado em ambientes internos; redes externas usam arquitetura similar à mesh para maior cobertura.	Direcionado a aplicações de rádio frequência requerendo baixa taxa de transmissão de dados. Localiza-se entre WiFi e <i>Bluetooth</i> .
Intervalo de frequência	5, L6, U6, 7, 8, 10, 11, 13, 15, 18, 23, 26, 32, 38 GHz. Banda E 70-80 GHz. Sem licença: 2,4 e 5,8 GHz.	2,3; 2,5; 3,5 GHz são licenciadas. 450 MHz e 700 MHz também são usadas.	900 MHz, 24 GHz, 5,8 GHz (sem licença)	700 MHz, AWS 1700/2100 MHz, GSM 900 MHz, UMTS 1900/2100 MHz, GSM 1800 MHz, PCS 1900 MHz, Celular 850 MHz.	GSM: 380 MHz – 1,9 GHz. CDMA/EV-DO: 800 MHz – 1,9 GHz.	As frequências RF viajam a 1,7-80 MHz. Muitos fornecedores confiam na transmissão em frequências de 1-30 MHz.	Sem licença: 2,4 e 5GHz. DSSS e OFDM	ISM: 868 MHz, 915 MHz, 2,4 GHz (sem licença). Codificação DSSS.
Largura de banda do canal	5, 10, 20, 30, 40, 50, 80 MHz.	20 ou 25 MHz (EUA) ou 28 MHz (Europa)	20 MHz para 802.11 a/g; 20/40 MHz para 802.1n.	1,4; 3; 5; 10; 15 e 20 MHz.	GSM: 200 kHz. CDMA – 1,23 MHz.	Banda larga: 1200 Hz. Banda média: 600 Hz.	20 MHz para 802.11 a/g; 20/40 MHz para 802.1n	Largura de banda nominal de 22 MHz.

Quadro 7– Comparação técnica de tecnologias de comunicação (continua)

	Micro-ondas	WIMAX	Mesh	4G	3G	PLC	WLAN	ZigBee
Capacidade de cobertura	Depende da frequência e área, mas os pontos a ponto chegam a 40 milhas.	3-4 milhas; distâncias mais longas com capacidade de transmissão menor.	Cobertura no ponto de acesso é similar ao 802.11 b/g/n. Distância entre nós de rádio varia entre frequência e linha de visão (0 – 15 milhas) ou não linha do local (0 - 3 milhas) entre os elos.	Raio de 2 a 3 milhas (área urbana) Raio de 5 a 7 milhas (rural)	3-5 milhas (terreno acidentado) até 30-45 milhas (terreno plano).	Distâncias maiores do que 15 km podem ser atingidas em redes de média tensão; taxas de dados em prédios para acesso a internet tornam a cobertura menor de 1000m.	Interno: até 100m; Externo: até 250m.	Até 50 metros.
Pico de taxa de transmissão de dados de um usuário	Capacidade (por canal): tipicamente maior do que 310/360 Mbit/s para <i>Ethernet</i> , acima de 1 Gbit/s usando polarização cruzada.	4-16 Mbps	Taxas de dados dependem da distância do elo. Taxas de dados são ótimas similarmente para 802.11n/g/n. Pode chegar a 300 Mbps para o exterior.	SISO: pico chega a 100 Mbps. MIMO 2x2: 172,8 Mbps; 4x4 MIMO 326,4 Mbps.	Cdma2000/EVDO até 14,7 Mbps. HSPA+: até 28 MBps.	Taxas de transmissão variam muito: velocidade de DSL. Para baixas frequências: poucos bits por segundo; maiores taxas implicam em intervalos menores. Velocidade de até 10 Mbps podem ser atingidas.	802.11n: até 11Mbps. 802.11 a/g/h/j: até 54 Mbps. 802.11n: >100 Mbps.	20 a 250 kbps, dependendo da banda de frequência.

Quadro 7– Comparação técnica de tecnologias de comunicação (continua)

	Micro-ondas	WIMAX	Mesh	4G	3G	PLC	WLAN	ZigBee
Custo	Baixo – moderado. Custo mais baixo comparado com fibras, Custo/capacidade dos equipamentos estão caindo, mas os custos de infraestrutura (trabalho, espaço para torre) estão aumentando.	Moderado; - CapEx é alto e OpEX é baixo. Preços de <i>chips</i> continuam a cair.	Moderado: tecnologia madura. Custos da instalação dependem do número de nós e de <i>gateways</i> .	Alto. Estágio de adoção novo ocasiona alto preço para equipamentos, disponibilidade de produtos e desenvolvimento. Espectro custoso.	Moderado a alto. Desenvolvimentos com celular 3G irão continuar a crescer, aumentando custos por <i>megabyte</i> . Não controle na rede pode levar à paralisações.	Alto. Não é muito utilizado na América do Norte. Alto custo de implementação e poucos vendedores.	Baixo: muito usado no mercado consumidor.	Baixo: aplicações a custo baixo e produtos com baixo consumo energético para aplicações de largura de banda estreita.
Maturidade da tecnologia	Redes micro-ondas foram desenvolvidas por décadas, devido à sua alta confiabilidade e alta performance.	Maduro; mais de 500 implementações ao redor do mundo. Novo padrão proposto, onde a velocidade será 4X mais rápida.	É uma tecnologia madura com uma grande variedade de vendedores e equipamentos, usado em varias aplicações de <i>Smart Grid</i> .	Demonstrações da tecnologia começaram em 2010. Desenvolvimentos de larga escala em 2 a 3 anos.	Muito madura, mas será substituído pelo 4G:	Muito popular na Europa. Sistemas monodirecionais e bidirecionais são utilizados há décadas.	Maduro, cuja tecnologia interoperável já foi provada. Muitos vendedores e variedade de preços disponíveis.	Novo. Especificações ainda estão sendo determinadas.

Quadro 7– Comparação técnica de tecnologias de comunicação (conclusão)

Fonte: Adaptado de Aviat (2011)

ANEXO C – SISTEMAS ASSOCIADOS AOS DOMÍNIOS

Domínio ou Função	Sistemas
Geração	Sistemas de gerenciamento de geração
Sistemas de gerenciamento da transmissão	Sistemas de automação de subestações
	Sistemas de medição em área larga
	Sistemas SCADA
	Sistema de transmissão CA flexível
Sistemas de gerenciamento de distribuição	Sistemas de automação de subestações
	Sistema de fechamento automático do alimentador
	Sistema de controle da qualidade de energia distribuída
	Sistema SCADA e GIS
Sistemas de gerenciamento DER	Sistema FACTS
	Sistema de operação DER
Sistemas de medição inteligente	Gerenciamento de DER e sistema VPP
	Sistema de interface de medição
Sistemas de flexibilidade na demanda e produção	Sistema de medição
	Sistema de gerenciamento de prosumidores agregados
Sistemas de mercados	Sistema de mercado
Mobilidade elétrica	Sistemas de mobilidade elétrica
Sistemas de administração	Sistema de gerenciamento de manutenção e recursos
	Sistema de gerenciamento de rede de comunicação
	Sistema de referência de <i>clock</i>
	Sistema de autorização, autenticação e contabilidade
	Sistema de configuração remota de dispositivos
	Sistema de previsão e observação do tempo

Quadro 8 - Sistemas e casos de usos

Fonte: Adaptado de CEN-CENELEC-ETSI SGCG (2012, p.21)

ANEXO D - CASOS DE USOS

Casos de Usos Genéricos	Casos de usos: Alto Nível
Controle de Acesso (Exemplo: Acesso Remoto a Subestações)	Acesso local a equipamentos localizados em uma subestação, com nível mais alto de suporte (ex: centros de controle) para autenticação e autorização.
	Acesso local a equipamentos localizados em uma subestação, com autenticação e autorização local.
	Acesso remoto a equipamentos localizados em uma subestação, com nível mais alto de suporte (ex: centros de controle) para autenticação e autorização usando uma <i>Virtual Private Network (VPN)</i> , rede privada virtual, separada.
	Acesso remoto a equipamentos localizados em uma subestação, com nível mais alto de suporte (ex: centros de controle) para autenticação e autorização usando um protocolo de comunicação inerente ao meio de segurança.
	Acesso remoto a equipamentos localizados em subestações, com autenticação e autorização local usando uma VPN separada.
	Acesso remoto a equipamentos localizados em subestações, com autenticação e autorização local usando um protocolo de comunicação inerente ao meio de segurança.
(Advanced Metering Infrastructure, infraestrutura de medição avançada (AMI)) Cobrança	Obtenção de leitura do medidor agendada.
	Ajustar os parâmetros de cobrança.
	Adicionar crédito.
	Executar controle de fornecimento.
Cobrança	Obtenção das informações lidas pelo medidor.
	Suporte a funcionalidade de pré-pagamento.
	Gerenciamento dos ajustes de tarifas no sistema de medição.
	Mudança de consumidor.
	Troca de fornecedor.
Gerenciamento de apagões	Prevenções de apagões por meio do <i>Wide Area Measurement System (WAMS)</i> , o sistema de medição em uma larga área.
	Provisão de instalações de <i>black start</i> ¹⁵ para restauração da rede
	Restauração de energia após o apagão.
	Limitação da carga baseada em sinais de emergência.
	Limitação da carga por subfrequência.
(AMI) Coleta de eventos e informações de status	Gerenciamento da qualidade do fornecimento.
(AMI) Configurar eventos, status e ações	Configurar eventos e ações do medidor.
	Gerenciar eventos.
	Buscar informações dos componentes da AMI.
	Checar a disponibilidade dos equipamentos.
Conectar um atuador ativo à rede elétrica	Gerenciamento da conexão de geração à rede.
	Gerenciamento de transições na microrrede.

Quadro 9 - Lista de casos de usos (continua)

¹⁵ Black start é o processo de restauração de uma usina de energia para operação independentemente das redes de transmissão. Normalmente a energia necessária para início da geração vem das redes de transmissão, com problemas nesta rede as usinas são colocadas em operação individualmente e são reconectadas ao sistema. Exemplo seria o uso de geradores elétricos a diesel para colocar a usina em condições (NATIONAL GRID, 2013).

Casos de Usos Genéricos	Casos de usos: Alto Nível
Controle da rede elétrica (localmente ou remotamente) manual ou automático	Permitir múltiplas concorrências de níveis de controle (local e/ou remoto)
	Balanceamento do carregamento do alimentador.
	Controle de <i>switches</i> e disjuntores.
Consumidor	Troca do responsável pela capacidade de transporte.
	Troca da organização responsável pelo balanço.
	Troca do responsável pela medição.
	Troca de fornecedor.
	Fim da responsabilidade de informações medidas.
	Fim do fornecimento.
	Notificar características do ponto de medição.
	Consultar características do ponto de medição.
(AMI) Provisão de informação ao consumidor	Prover informações ao consumidor.
Flexibilidade de demanda e produção (geração)	Previsão de geração.
	Previsão de carga.
	Previsão de carga de vários prosumidores em programa de resposta pela demanda (<i>Demand Response</i> (DR))
	Gerenciamento do consumo ou geração de energia de DERs via um sistema local de gerenciamento de energia no DER apoiado em um programa DR.
	Consulta de características do ponto de medição.
	Participação para o mercado de eletricidade.
	Recebimento de informações metrológicas ou de preços para ações adicionais pelo consumidor ou pelo <i>Customer Energy Management</i> (CEM), o gerenciamento de energia do consumidor.
	Registro ou cancelamento de registro de consumidores de um programa DR.
(AMI) Eventos do mercado de energia	Gerenciar entrada de consumidores.
	Gerenciar consumidor adicionado.
	Gerenciar consumidor perdido.
	Gerenciar saída de consumidores.
Troca de informações medidas	Medir dados coletados.
	Medir para resolução de desequilíbrios.
	Medir para torulagem.
	Medir para reconciliação.
	Medir, determinar a leitura do medidor.
	Medir, determinar a leitura do medidor para troca.
Flexibilidade de mercados	Operar a flexibilidade dos mercados.

Quadro 9 - Lista de casos de usos (continua)

Casos de Usos Genéricos	Casos de usos: Alto Nível
Manutenção da geração	Definição da estratégia de comissionamento e manutenção.
	Coleta de contadores de manutenção adicionais para estresse de turbinas de caldeira e vapor.
	Coleta de ciclos de comutação e horas de funcionamento (contadores de manutenção).
	Otimização da manutenção de condensadores.
	Condição baseada em alertas operacionais.
	Coletânea de alarmes de campo para manutenção.
	Coletânea de dados de campo para manutenção corretiva e reativa.
	Coletânea de dados de campo para manutenção preditiva ou baseada na condição.
	Coletânea de dados de campo para manutenção preventiva.
	Avaliação de risco.
Agendamento da operação de geração	Controle de serviços auxiliares e de reservas de produtos.
	Programação de frota com um dia de antecedência.
	Programação de usinas hidroelétricas com um dia de antecedência.
	Alocação de combustível e outros recursos, cogeração e produção de outros subprodutos.
	Programação de frota intradiário.
	Programação da usina.
Geração transversal	Avaliação de conformidade de emissões.
	Relatório de emissões.
	Monitoramento da disponibilidade real de equipamentos.
	Realização do monitoramento.
	Permitir o gerenciamento do trabalho.
	Estimativa da capacidade da planta.
	Relatório de produção.
Confiança da rede usando mecanismos baseados no mercado	Gerenciar dos direitos da capacidade de transmissão em interconectores.
	Consolidar e verificar o cronograma de energia.
	Operar mercados de serviços auxiliares.
	Resolver problemas de balanceamento através do mercado de balanceamento.
	Resolver problemas de congestionamento através do mercado de balanceamento.
Estabilidade da rede	Monitoramento e redução da mitigação harmônica.
	Monitoramento e redução do amortecimento de oscilações de potência.
	Monitoramento e redução da cintilação luminosa.
	Estabilização da rede através da redução da ressonância subsíncrona.
	Estabilização da rede após condição de falha.
(AMI) Instalação e configuração	Descoberta de componentes da AMI e ajuste da comunicação.
	Sincronização do <i>clock</i> .
	Configurar dispositivos da AMI.
	Gerenciamento (Configuração) da segurança.
Manutenção de bens da rede	Arquivar informações da manutenção.
	Monitorar as condições dos bens.
	Otimizar a operação do pessoal de campo.
	Suportar manutenção periódica (e planejada).

Quadro 9 - Lista de casos de usos (continua)

Casos de Usos Genéricos	Casos de usos: Alto Nível
Gerenciar relações comerciais para o fornecimento de energia	Sugestões adicionais para o mercado.
	Faturamento dos consumidores.
	Registro ou cancelamento de registro de consumidores.
Gerenciamento da qualidade de energia	Suporte a frequência.
	Regulação da tensão.
	Regulação do VAR.
Liquidações de mercado	Realizar medições e validação.
	Realizar liquidações.
Monitoramento de eventos na AMI	Instalar, configurar e manter o sistema de medição.
	Gerenciar informações da qualidade de energia.
	Gerenciar a interrupção de energia.
	Gerenciar a rede de comunicações usando os dados do sistema de medição.
	Gerenciar a interferência para o sistema de medição.
	Habilitar e desabilitar o sistema de medição.
	Mostrar mensagens.
	Facilitar DERs para operação da rede.
	Facilitar ações de resposta pela demanda.
	Interagir com equipamentos nas instalações.
	Gerenciar medições de eficiência nas instalações usando os dados do sistema de medição.
Gerenciamento pelo lado da demanda.	
Monitoramento dos fluxos energéticos da rede	Arquivar as informações de operação.
	Capturar, expor e analisar eventos de distúrbios.
	Monitoramento de fluxos elétricos.
	Monitoramento da qualidade de energia para operação (localmente).
	Produção, exposição e registro de eventos de tempo marcados.
	Suporte a gerenciamento de alarmes marcados no tempo em todos os níveis.
Operação de DERs	Agregar DER em uma VPP comercial.
	Agregar DER em uma VPP técnica.
	Gerenciamento do desempenho do DER.
	Gerenciamento do processo do DER.
	Gerenciamento do processo do DER com saída reduzida de energia.
	Controle remoto do DER (despacho).
	Registro e cancelamento de registro do DER em uma VPP:
	Armazenar energia da rede.
Operação de vendas por atacado no mercado de eletricidade	Receber ofertas e lances pela energia.
	Saldar o mercado com um dia útil de antecedência.
	Saldar o mercado no próprio dia.
	Saldar o mercado em tempo real.
	Publicar os resultados do mercado.

Quadro 9 - Lista de casos de usos (continua)

Casos de Usos Genéricos	Casos de usos: Alto Nível
Proteção dos recursos da rede	Realizar lógicas de proteção conectadas.
	Realizar lógicas de segurança conectadas.
	Proteger um equipamento individual.
	Proteger uma zona fora do limite da subestação.
	Definir/trocar parâmetros de proteção.
Prover e coletar medições contratuais	Coletar dados do medidor (para propósito de renovação).
	Cruzar fronteira dos sistemas de transmissões.
	Medição e exposição de fluxos energéticos para propósito de renovação (medidor <i>smart</i>).
	Medição e exposição de parâmetros de qualidade de energia para propósito de renovação (medidor <i>smart</i>).
	Fronteira entre o sistema de transmissão e distribuição.
Reconfiguração da rede em casa de falta de energia	Suporte ao <i>Fault Location Isolation and Service Restoration</i> (FLISR), isolamento do local da falha e restauração da falha, automático.
	Suporte a sequências de religamento.
	Suporte a troca de fontes.
Assegurar a adequação do suprimento	Operar a capacidade dos mercados.
Gerenciamento do sistema e segurança	Gerenciamento pelo usuário.
	Gerenciamento de funções.
	Gerenciamento de direitos e privilégios.
	Gerenciamento chave.
	Gerenciamento de eventos.
	Configura dispositivos novos descobertos automaticamente para atuar dentro do sistema.
	Descobrir um novo componente no sistema.
	Distribuir e sincronizar <i>clocks</i> .
Operação de negócios no escritório principal	Lance dentro dos mercados de energia.
	Computar cronogramas de recursos otimizados para coincidir com os contratos comerciais.
	Mandar cronogramas dos recursos para sistemas de operação.
	Lance para os mercados de serviços ancilares.
	Compra de direitos de capacidade de transmissão.
	Nominar programações para os sistemas operacionais.
	Mandar a agenda do mercado para os sistemas operacionais.
	Publicar os resultados do mercado.
	Realizar medição e validação.
	Realizar liquidações sombra (teóricas).
Previsão e observação das condições do tempo	Previsão dos ventos.
	Previsão solar.
	Previsão da temperatura.
	Prover observações do tempo.
	Alerta situacional.

Quadro 9 - Lista de casos de usos (conclusão)

Fonte: Adaptado CEN-CENELEC-ETSI SGCG (2012a, p. 26)

ANEXO E – NÍVEIS DE SEGURANÇA ASSOCIADOS COM AS CLASSES DE PROTEÇÃO DE DADOS

		Exemplo para Orientação SGIS-SL por SG-DPC					
SG-DPC 1 Informação Pessoal	Informação Pessoal Confidencial	3-4	5	3-4	3	2-3	2-3
	Informação Pessoal	3-4	5	3-4	3	2-3	2-3
	Informação Pessoal Despersonalizada Sob Pseudônimo	3-4	5	3-4	3	2-3	2-3
	Nenhuma Informação Pessoal	3-4	5	3-4	3	2-3	2-3
SG-DPC 2 Informação do Sistema	Dados do sistema (Firmware) Dados de Configuração Credenciais do Consumidor Chaves Privadas & Públicas IDs dos Papeis / Atuador	3-4	5	3-4	3	2-3	2-3
	Informação do Governo e de Relatórios Informação de Registro e Auditoria	3-4	5	3-4	3	2-3	2-3
	Dados requeridos para logon e Auditoria	3-4	5	3-4	3	2-3	2-3
	Informação para administrar remotamente	3-4	5	3-4	3	2-3	2-3
	Informação para administrar remotamente (Sinais de Controle)	3-4	5	3-4	3	2-3	2-3
	Informações de Negócios	3-4	5	3-4	3	2-3	2-3
	Dados de Medição	3-4	5	3-4	3	2-3	2-3
Recursos de informação usado nos Casos de Usos devem ser classificados nas duas classes de proteção de dados mostradas acima - nem todas serão usadas em um Caso de Uso específico. Por exemplo: Informação Pessoal Confidencial podem não estar disponível para vários Casos de Uso.		Geração	Transmissão	Distribuição	DER	Local do Consumidor	Domínios Internos do Consumidor
		DOMÍNIOS					

Zona de Operação / todas as camadas

Figura 42 - Associação dos SLs com as DPCs

Fonte: Adaptado de CEN-CENELEC-ETSI SGCG (2012b, p. 11)